Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Primeiro Trimestre e do Ano de 2014

28 de abril de 2014

Operadora:
Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do primeiro trimestre de 2014. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes, e mais tarde será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as instruções para participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "*0" (asterisco zero). Cabe lembrar que essa teleconferência está sendo gravada. Esta apresentação acompanhada de slides será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.tractebelenergia.com.br, na sessão de Investidores. Nele os senhores poderão obter a cópia da apresentação e do release de resultados da companhia. Antes de prosseguir quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho, e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a mudanças. Conosco hoje estão o senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, o senhor Antonio Previtalli Jr, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no primeiro trimestre de 2014 e a senhora Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará a atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as perguntas que eventualmente sejam formuladas. Agora, eu passo a palavra ao senhor Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom dia a todos. Primeiro comentário que faço nesse trimestre é que a gente sempre lembra que a comparação entre trimestres ela acaba sendo prejudicada pela estratégia de alocação, que pode ser diametralmente diferente num trimestre a outro. Foi o que aconteceu entre o primeiro trimestre de 2014 e o primeiro trimestre de 2013, onde a gente teve uma alocação muito mais pesada no primeiro trimestre de 2013 - vocês lembram que a gente acabou fazendo essa alocação lá em fevereiro, retroativa a janeiro de 2013 - coisa que não aconteceu nesse ano, a gente não teve essa possibilidade de fazer alocação, já tendo alguma informação sobre o trimestre.

Nós tivemos então como vocês podem ver uma alocação diferente, com menos energia alocada no primeiro trimestre de 2014, como já divulgado, inclusive, pelo

Zaroni, no *press release* nesse final de semana. Fica claro que a nossa posição está mais vendedora no segundo semestre, e a gente então vai ter esse impacto, observar esse impacto da alocação menor no primeiro trimestre de 2014.

Passando aos números da página 4, do Slide 4, a gente fala um pouco da receita líquida. A receita subiu 18.1%, isso é um efeito que a gente vem sentindo toda vez que a gente faz alguma alocação, a gente acaba criando uma receita, e posteriormente um custo. É como se a gente estivesse fazendo um *trading*, só que é um *trading* com a energia entrega, e recebimento da energia deslocado no tempo. Então a receita aumenta mais do que o reajuste dos nossos contratos, do que o aumento do nosso portfólio de venda, e foi o que aconteceu. Se vocês podem notar, nós tivemos um aumento de preço líquido de venda da ordem de 6%, um aumento da energia de 2,4%, a quantidade de energia, mas o faturamento desse trimestre ele foi 18,1% maior. O que mais influenciou no aumento da receita? As operações de curto prazo, como a gente disse, criaram, esse foi o maior contribuinte desse aumento da receita líquida de vendas, com uma contribuição de R$ 155 milhões, comparação de trimestre a trimestre.

O EBITDA ele acaba reduzindo, muito em função da nossa posição compradora, nas operações de curto prazo. Nós aumentamos as compras entre trimestres na ordem de quase R$ 300 milhões, e, além disso, nós tivemos compras para revendas, compras de contratos a mais longo prazos, que foram feitos no ano passado, e que a gente acabou aumentando então o volume em R$ 90 milhões nas nossas despesas. Isso faz com que a nossa margem de EBITDA também ela se reduza substancialmente. À medida que eu aumento a atividade ou de *trading*, ou de alocação, as minhas margens tendem a reduzir naturalmente. Contribui também para essa redução de margem a geração termelétrica a maior, lembram que do componente aqui de combustível, que aumentou esse ano R$ 23 milhões em relação ao primeiro trimestre do ano passado. O ano passado nós tivemos a paralisação da William Arjona a partir do início de março, ou seja, ela operou somente dois meses do primeiro trimestre de 2013, e esse ano ela operou integralmente. Inclusive é um aspecto que vem sendo favorável para nós, essa usina tinha sido retirada do nosso portfólio, então ela vem contribuindo para diminuir a minha exposição de curto prazo.

Lucro líquido então cai 31%, quase 32%. Nós tivemos um aumento das despesas financeiras, especificamente em função do aumento da inflação. Para vocês terem uma ideia, a inflação medida pelo IGPM ela foi no primeiro trimestre de 2013 da ordem de 0,84%, e no primeiro trimestre de 2014 2,5%, e pelo IPCA não teve um aumento tão dramático, mas ainda assim um aumento, de 1.9% para 2.2% aproximadamente. Bom, isso são os aspectos principais. A questão de energia vendida a gente já comentou, e a produção esse ano foi bem maior em função da elevada

demanda do primeiro trimestre. Nós tivemos bastante termelétrica despachada, quase 32% a mais do que no primeiro trimestre de 2013, e gente teve uma melhor hidrologia nesse primeiro trimestre do que no primeiro trimestre do ano passado, também possibilitando um aumento da nossa produção, de 26.6%. Ou seja, o nosso parque gerador térmico e hidrelétrico operando com altos índices de performance, em que pese essa geração não produzir necessariamente em resultados.

Bom, passo então ao Slide 5, quando a gente vai falar o destaque do trimestre. Nós tivemos então o recorde de geração instantânea, atingido em 22 de janeiro, onde os nossos parques atingiram 8.031,6 MW de geração instantânea, um aumento da ordem de 2,6% ante ao recorde anterior, de 7.824,5 MW de geração.

Nós tivemos a Central Eólica Fleixeiras I recebendo autorização da Agência, da ANEEL, para iniciar as suas operações comerciais, no dia 28 de janeiro. Também no primeiro trimestre foi concluída a operação de aquisição do capital social da Ferrari Termoelétrica, com potência de 65,5 MW, e com capacidade comercial de 23,3 MW médios. Isso ocorreu no dia 20 de fevereiro. E como evento subsequente, a última usina eólica do Complexo Trairi, a Central Eólica Mundaú, entrou em operação comercial no dia 01 de abril. Então o Parque Trairi hoje se encontra totalmente operacional, agregando 115,4 MW de potência à companhia.

Também como evento subsequente, em reunião do Conselho de Administração foram aprovados o início da construção do Complexo Eólico Santa Mônica, ele já vai fazer parte então da nossa previsão de CAPEX, isso vocês vão poder reparar que houve um aumento no nosso *guidance* de CAPEX. 97,2 MW de capacidade instalada, esse parque é próximo ao nosso Complexo de Trairi, no Ceará. Nós também tivemos autorizada a aquisição de aproximadamente 150 MW médios relativos a cinco projetos eólicos a serem desenvolvidos no estado da Bahia, e também de 10 projetos de geração eólica de potência instalada de até 300 MW, também localizado na Bahia, pelo valor de R$ 35,1 milhões.

Passando ao Slide 6 a gente, sempre apresenta nosso organograma de controle, na verdade aranha de controle, lembrando que a GDF Suez é a nossa controladora, através da GDF Suez América Latina Participações, Latin America Participações, com 68,7% da companhia. A companhia participa do Novo Mercado, as ações constam do Índice de Sustentabilidade já há nove anos, desde a sua criação e não teve nenhuma mudança significativa nesse controle e nem nas subsidiárias e nem *upstream* acima da Tractebel Energia.

No Slide 7 é o nosso portfólio de ativos, a gente começa a ver então o aumento das fontes complementares, em função aí da entrada do Complexo Trairi, da aquisição de

Ferrari, então um aumento na participação da energia não convencional. E nós tivemos uma redução na nossa capacidade de termoelétrica em função da exclusão de Alegrete, já a partir desse trimestre. Nós havíamos paralisado a usina, pedido à ANEEL autorização para a suspensão das operações dessa usina, e finalmente a ANEEL agora no primeiro trimestre autorizou o cancelamento dessa autorização. Isso está nos levando a 7.024 MW de capacidade instalada, distribuída em várias usinas e várias fontes energéticas, como vocês podem ver no mapa.

No Slide 8 a gente chama a atenção para a nossa posição de liderança privada no setor de geração, continuamos a maior empresa do setor, e pretendemos continuar. E ela, a empresa, está bem posicionada para oportunidades de negócios que aparecerem no mercado.

Slide número 9 sobre o nosso portfólio balanceado entre distribuidoras, clientes livres e comercializadora. A gente nota aí uma aparente redução, na verdade uma redução entre a proporção das distribuidoras, o contrato das distribuidoras no nosso portfólio de 2013 para 2014. Não é que nós tivemos uma redução dos contratos, mas muito pelo contrário, é que nós tivemos um aumento de vendas no mercado de recursos para o mercado livre e isso fez com que o mercado livre aumentasse e ganhasse mais importância. Importante, a gente gosta de frisar, o mercado livre para nós tem uma importância muito grande, na medida em que ele evita que nós venhamos a vender energia nos leilões A-1, com muita pouca previsibilidade de venda. O mercado livre ele nos proporciona vender com antecedência a energia que estaria descontratada num determinado ano. Com isso a gente garante a previsibilidade nos nossos fluxos de caixa.

Passamos para o Slide 10, a gente lembra também que como a gente tem uma atenção muito grande, o mercado livre, a gente também deve ter uma atenção muito grande na política de crédito e na administração e gestão de risco do nosso portfólio comercial. Essa política vem ao encontro de uma diversificação grande entre setores da economia para que a empresa não sofra e não corra nenhum risco sistêmico de qualquer um setor da economia. Vocês podem notar que a gente tem uma concentração um pouco maior do que os outros setores na indústria de cimento, mas isso não nos preocupa, porque a avaliação de crédito desses clientes que fazem parte dessa carteira são clientes Triple A, operadores internacionais com bastante solidez financeira.

Passando para o Slide número 12, a gente não tem nenhuma mudança significativa do trimestre passado para esse trimestre, com relação do mercado de energia e a posição estrutural. E com relação ao slide do lado direito, distribuição da oferta por fonte, a gente identifica que cada vez mais a gente tem uma dependência de

termoeletricidade, e a gente está vivendo bastante isso agora, a geração termoelétrica se tornando mais importante. Então isso tende a aumentar custo de energia, à medida que você tem uma maior necessidade de despacho termoelétrico. Eu acredito que essa posição de hidrologia ruim mostrou alguma fragilidade hoje no nosso sistema, com termoelétricas de elevado custo, fazendo com que rapidamente, após um determinado nível de geração térmica os preços subam substancialmente, o CMO suba substancialmente, e então empurrando o PLD para níveis bastante elevados.

Passando para o Slide 14, a gente fala um pouco sobre a nossa energia descontratada, o nosso portfólio, como é que a gente está posicionado. A gente está bastante vendido, como vocês veem no plano 14 e 15. Nós continuamos com a nossa estratégia de manter um nível elevado de contratação, e a gente, e a companhia, está aproveitando as janelas de oportunidades, como a gente sempre fala, onde o preço de comercialização de contratos de longo prazo sobe - hoje a gente está observando essa tendência - para composição do nosso portfólio de vendas de vendas de longo prazo. Se vocês olharem e comparem com o trimestre anterior, vocês vão ver que para 2016 nós vendemos, em comparação ao trimestre passado, nós vendemos mais 191 MW, quer dizer, reduzimos a posição em 191 MW. Se a gente comparar 2017 a gente vai ver 163 MW de alteração de portfólio, de posição de portfólio, 157 MW para 2018, e 99 MW para 2019.

Da mesma maneira o Slide 15, a gente olhando as vendas bilaterais, esses aumentos ficam ainda mais claros, o aumento de venda. Quando a gente olha 2016 as vendas bilaterais aumentaram 249 MW, as vendas para 2017 aumentaram 190 MW, para 2018, 171 MW. Ou seja, a atividade comercial da companhia permanece bastante ativa, buscando sim aproveitar esse momento de preços mais altos no mercado, e a tendência de preços mais altos em função de uma potencial inclusão de geração termoelétrica na matriz brasileira, em função da hidrologia ruim que nós estamos vivendo, e acreditamos que então o governo tem que tomar providências para que nos próximos leilões de energia nova nós tenhamos outras fontes que serão provavelmente mais caras, mais também que darão mais segurança ao sistema.

Então agora vamos falar da expansão, da expansão de capacidade da companhia, primeiro e principal projeto é o Projeto de Jirau, e eu vou passar a palavra então para a Anamélia, que vai atualizar os senhores com relação a esse projeto.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:

Bom dia a todos. Já no Slide 17 fazendo uma atualização do projeto com dados amplamente conhecidos sobre capacidade instalada da Hidrelétrica de Jirau, 3.750 MW, sendo 50 unidades, 75 MW cada unidade. 73% por centro da energia contratada

por meio de PPA de 30 anos, indexados à inflação e o remanescente da energia disponível será comercializado pelos acionistas na proporção de 60% GDF Suez, 20% Eletrobrás e 20% Chesf. As condições de financiamento já amplamente conhecidas, também não houve nenhuma atualização do CAPEX do projeto, conforme já previamente anunciado, de R$ 17,4 bilhões. As novidades em relação à última divulgação de resultados estão no Slide 18, principalmente em relação ao número de unidades em operação, hoje temos 7 unidades em operação comercial, totalizando 525 MW injetados no sistema e mais uma unidade sincronizada à rede agora em abril, totalizando 8 unidades já conectadas ao Sistema Interligado Nacional. Temos outras duas unidades em fase de teste, que deverão entrar no próximo mês, 92% de avanço físico da obra, se considerarmos as obras civis o avanço é de mais de 95%.

Um tema que ficou muito em voga aí nas últimas semanas foi em relação à vazão do Rio Madeira, que atingiu a máxima histórica de 59.000 m^3/s no final de março. Hoje já apresenta tendência de redução, então o último dado que eu tenho aqui registrado, 46.000 m^3/s agora em abril, então já está, o nível do rio já está decrescendo. A parceria com a Mitsui, conforme os senhores sabem, foi finalizada em 16 de janeiro de 2014, depois da aprovação do BNDES e dos bancos repassadores. Além disso, as opções de valor adicional que continuam em voga são a energia assegurada adicional e outras compensações, conforme proposto pela ANEEL em decisão no final do ano de 2013, incentivos fiscais adicionais de longo prazo na região, e a possibilidade de emissão de debêntures de infraestrutura criando outras possibilidades de financiamento.

No Slide 19 a gente coloca uma atualização da construção, é mais difícil na medida em que a construção vai avançando, é mais difícil ser detectado pelas fotos, em relação a janeiro de 2014 para abril de 2014. Mas aqui tem um ponto interessante que mostra o nível do Rio Madeira, que vocês sabem, atingiu a máxima histórica, considerando a perspectiva tanto da casa de força da margem direita quanto da casa de força da margem esquerda. As atualizações que eu tenho para passar no momento são essas, eu passo a palavra de novo para o diretor Sattamini.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, então vamos ao Slide 27 onde a gente fala do projeto termelétrico de Ferrari, o projeto adquirido, como a gente disse, no final de dezembro, a operação foi concluída no dia 20 de fevereiro. Ela é uma unidade de biomassa, localizada no estado de São Paulo, em Pirassununga, que tem uma capacidade instalada de 65,5 MW, mas ela tem uma expansão que será feita, que agregará a ela mais aproximadamente 15 MW, e que a companhia então tomou a decisão de ir adiante. Hoje a usina tem 23,2 MW Médios, mais ou menos 18 se encontram contratados em leilões de venda de energia de reserva, de energia alternativa. E essa expansão, o restante da energia está sendo comercializado pela companhia, e em contratos de longo prazo junto a clientes

especiais, aqueles clientes que podem comprar energia somente daquelas usinas à biomassa, usina renovável não convencional. A expansão da Ferrari será da ordem de R$ 85 milhões, ela vai estar sofrendo uma modernização que vai possibilitar a sua expansão de capacidade.

Nós temos também na página 21 os novos projetos eólicos em construção, que o Conselho de Administração autorizou isso na sua última reunião, não nessa anterior, mas numa imediatamente anterior. Esse complexo, de novo, o Complexo de Santa Mônica vai ter uma capacidade de 97,2 MW instalados, capacidade comercial de 47,3 MW e é composto por quatro empreendimentos: o Cacimbas, Estrela, Santa Mônica e Ouro Verde, projetos, então, que vocês acompanharão aí nos próximos meses. A companhia vai investir R$ 460 milhões nesse Complexo, e a entrada em operação está prevista para até 2016.

Página 22, também a gente iniciando uma nova fonte de geração Fotovoltaica. Como vocês sabem a gente aproveitou o programa de P&D da ANEEL e fez um investimento em vários módulos de teste, com tecnologias distintas, em várias localidades do país, e de uma usina solar de 3 MWp localizada próximo a nossa Usina de Jorge Lacerda, no sul do país. Essa primeira usina fotovoltaica vai nos dar experiência para que a gente possa então avaliar novos investimentos nessa área de energia solar.

Passando então para o Slide 24, onde a gente começa a falar sobre o desempenho financeiro, a companhia, eu acho que talvez um ponto importante para falar aqui, que apesar de 2013, vocês se lembram, foi um ano bastante conturbado com mudanças regulatórias, onde a gente sofreu a falta de gás para Arjona, onde a gente teve bastante movimento contrário às atividades normais da companhia, nós tivemos um resultado não tão ruim quanto poderia parecer num momento de estresse. A mensagem aqui é para falar da resiliência dos resultados. E aquela história, a gente hoje tem um trimestre muito ruim em comparação com o primeiro trimestre de 2013, mas essa é talvez uma característica interessante, é vocês olharem o que aconteceu em 2013, onde a gente teve um resultado muito bom no primeiro trimestre, e foi entregando aos pouquinhos essa gordura que a gente criou lá, e esse ano a gente vai ter uma situação oposta, a gente queimou a gordura já e vai agregar gordura ao longo do ano. Lembrando que, como falou o Zaroni, a nossa posição é mais vendedora no segundo semestre. Então a gente deve recuperar os nossos resultados no segundo semestre desse ano.

Evolução da receita líquida, no Slide 25, os principais componentes, como a gente falou, um componente importante da evolução da receita foi operações de curto prazo, é aquela história, a gente gera receita na medida em que a gente faz uma alocação, é quase um *trading* em tempos, em momentos diferentes. Então nós

tivemos um aumento da receita de curto prazo de R$ 162 milhões para R$ 317 milhões, dando aproximadamente R$ 155 milhões de diferença entre trimestre a trimestre. Nós tivemos um preço médio de venda contribuindo com R$ 82 milhões. Nosso preço passou de R$ 136,33 para R$ 144,54, na média, 6% de aumento. E nós tivemos aí um aumento de volume de vendas provenientes de Trairi, mais compras de energia, da ordem de R$ 22 milhões. Então isso fez com que a nossa receita líquida total passasse de R$ 1,39 bilhão para R$ 1,64 bilhão.

Passamos para o Slide 26, a evolução do EBITDA, já vê um impacto forte das operações de curto prazo, ou seja, a gente teve um aumento na despesa no curto prazo de compra de energia de quase R$ 300 milhões. Então a gente teve compras no primeiro trimestre de 2014 de R$ 380 milhões, se comparado com o primeiro trimestre de 2013 a gente vê essa diferença de quase R$ 300 milhões. Então isso impactou no nosso EBITDA de forma líquida, os R$ 298 menos os R$ 155 da receita, deram um efeito de aproximadamente R$ 144 milhões que a gente vê aqui nas operações de curto prazo. Energia comparada para a revenda R$ 90 milhões, a gente passou de R$ 175 milhões de compras no primeiro trimestre de 2013 para R$ 265 milhões, no primeiro trimestre de 2014. E combustível com R$ 23 milhões, aquilo que a gente falou, especificamente aqui gás de Arjona, que a gente teve um nível despacho elevado durante o primeiro trimestre de 2014.

Quando a gente fala então na página 27, lucro líquido, vocês vão ver as outras componentes. A gente tem as componentes que afetaram o EBITDA, que são conhecidas, são operações de curto prazo, energia comprada para revenda, combustível, mas a gente teve R$ 14 milhões de resultado financeiro, basicamente R$ 6 milhões foram resultados de custo de financiamento das concessões, vocês sabem da maneira que a gente contabiliza as nossas concessões, elas representam uma dívida e elas sofrem o reajuste da inflação. Mais ou menos foram R$ 16 milhões somente dessas despesas de concessão. E operações normais nossas, R$ 57 milhões, mostrando que a operação ela é sadia, tirando esse efeito de curto prazo.

Quando a gente passa então para o Slide 28 a gente percebe aí que o nosso *ratio* Dívida Total/EBITDA, ele aumenta de 1.1x a 1.3x, mas basicamente isso é reflexo da substituição do primeiro trimestre de 2013, que teve um resultado muito bom, por um resultado pior no primeiro trimestre de 2014. A dívida substancialmente não subiu, muito pouca coisa, e isso afetou então esse indicador, a variação do EBITDA. Mas a empresa continua com um nível de endividamento muito baixo, ela teve seus *rating* reafirmados agora pela Fitch agora de abril, a empresa continua tendo um *rating Triple A* no Brasil, e *Triple B* internacional. Nossa dívida líquida então é R$ 2,455 milhões, vocês vão poder notar na página 29 como é que foi a evolução dessa dívida líquida do final do ano passado para o saldo final desse trimestre. Nós tivemos aí, nós pagamos

imposto de renda, tivemos pagamentos de juros de capital próprio, de terceiro, tivemos aquisição de Ferrari, foram esses R$ 161 milhões, tivemos outros investimentos, Trairi, o investimento na recuperação dos ativos de Passo Fundo e Salto Santiago. Tivemos aí outras companhias de lucros apropriados, etc., fazendo então com que a dívida líquida da companhia tenha subido do final do ano passado para esse final de trimestre, 8%.

Quanto ao perfil dessa dívida, no Slide 30 a gente vê que tem aí uma concentração de 2014. Basicamente o vencimento da segunda emissão de debêntures, então a última parcela dessa segunda emissão, vencendo agora em maio. Tivemos duas operações, temos duas tranches da operação de 4131 contratada com o Bank of America America Merrill Lynch, operações tipo 4131, custo abaixo do CDI, que também vence, uma parcela venceu em janeiro, e outra parcela vence agora em julho, e aproximadamente aí uns R$ 200 milhões de BNDES, que é o que a gente vê no longo prazo. Se vocês virem lá, 2017, 2018, 2019, esse valor de duzentos e poucos milhões, é o padrão das dívidas normais dos financiamentos de longo prazo do BNDES. Em 2015 também temos operações de 4131 aí, contratada com o HSBC, mais ou menos R$ 90 milhões de dólares swapados para CDI, abaixo do CDI também. E em 2016 a mesma coisa, BNDES e a diferença é a operação também de 4131 contratada com o HSBC a 98% de CDI. Então a gente vem buscando sempre a melhor maneira de financiar as atividades da companhia, com o melhor custo possível. E às vezes com *carrying cost* abaixo, negativo, como é o caso dessas operações de 4131.

Bom, a dívida nossa basicamente vinculada a TJLP, a tendência é que esse valor aumente à medida em que as outras dívidas venham vencendo, a não ser que a gente opte por rolar algumas dessas dívidas, em função de necessidades de caixa, ou de investimentos da companhia.

Bom, falando em investimento a gente fala então, passa para a página 31, onde a gente atualizou aí a nossa previsão de CAPEX para 2014, com a entrada de Ferrari, em função da entrada de Santa Mônica. Então o grosso desse investimento aqui a gente vai falar assim em grandes números, Ferrari aproximadamente aí R$ 180 milhões entre aquisição e assunção de dívida. Mais investimentos que a gente vai estar fazendo na sua expansão, aproximadamente R$ 40 milhões devem ir para essa primeira fase, esse ano a gente teria já o início do investimento, já começamos a terraplanagem lá contíguo a usina. Nós temos um investimento grande ainda de O&M, que vocês vem acompanhando já há algum tempo, é a reforma de Passo Fundo e Salto Santiago, pelo qual nós estamos obtendo financiamento também junto ao BNDES, já fizemos carta consulta, já tivemos a prioridade aprovada, estamos em negociação para assinatura do contrato de financiamento. Então desse valor que a gente aparece aqui, de R$ 725 milhões, e onde somente R$ 48 milhões estão financiados é porque contratados

efetivamente, esses R$ 41 foram dívidas que vieram do Projeto Ferrari, ou seja, dívidas já existentes nessa usina e que nós assumimos. Mas esses R$ 677 nós vamos ter ainda uma grande parte dele que vai ser financiado em financiamento de mais longo prazo, junto ao BNDES. Nós estamos em vias de assinar esses contratos. Esperamos poder trazer essa notícia já aí no próximo trimestre.

Com relação ao 2015, vocês veem sempre aí, quer dizer, nós temos os normais, O&M nós continuamos com a reforma em Salto Santiago e Passo Fundo. Nós teremos também aí uma reforma do prestador eletrostático Jorge Lacerda B, vamos ter também Santa Mônica e Ferrari aí para 2015. E esses R$ 511 milhões são aqueles R$ 511 milhões que nós retivemos lá em 2010, dos lucros daquele ano, e que seriam destinados, serão destinados a aquisição de Jirau, quando esse processo ocorrer.

Como a gente tem certeza que em 2014 essa transferência não se dará, até por tempo, pelo processo que a gente tem que empreender através do Comitê de Partes Relacionadas, onde a gente terá que contratar *advisers* e independentes, para que eles possam fazer as suas avaliações independentes e propiciar ao Comitê de Partes Relacionadas uma visão externa da transferência, então esse processo é um processo que demanda tempo, e depois tem que ser aprovado pela ANEEL, etc. Então a gente tem certeza que mesmo que esse processo tivesse começado no início deste ano, a gente não teria como alcançar uma conclusão financeira dessa transferência em 2014, então nós resolvemos botar em 2015. Não quer dizer, necessariamente, que a data de transferência está acertada para 2015. Quando eu digo, como eu já disse antes, isso vai depender do momento em que o controlador da companhia, GDF Suez, que detém a participação em Jirau, no momento em que ele achar que os principais riscos já estão mitigados. A gente começa a ver que as turbinas começam a entrar em operação, isso vai dando um pouco mais de confiança ao controlador, e a gente acredita que algum momento onde ele entenda que os riscos estão mitigados, esse projeto será apresentado ao Conselho, e encaminhado ao Comitê de Partes Relacionadas.

E passamos então à página 32, onde a gente fala da política de dividendos, para uma maior parte de vocês não é novidade, nós temos um mínimo estatutário de 30%, temos um compromisso adquirido, feito na época do *follow on*, de fazer um pagamento mínimo de 55% do lucro líquido ajustado, e nós temos pago 100% do lucro como dividendos, e até em função da carência de investimentos de grande volume. Obviamente que se esses investimentos voltarem ocorrer nós vamos revisar essa política de pagamento de 100%. Bom, essa era a apresentação do trimestre. E passo a palavra aí a coordenação do *call* para definir as perguntas, para a gente responder as perguntas que eventualmente tiverem.

Operadora:

Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2). A nossa primeira pergunta vem de Marcos Severini, JP Morgan.

Marcos Severini – JPMorgan:

Bom dia Sattamini, bom dia Previtalli. Tenho na verdade três questões aqui se vocês me permitem. A primeira delas é em relação a William Arjona, a gente sabe que vocês estão aí desde o final do ano passado operando com base numa liminar que faz com que vocês continuem recebendo combustível da Petrobrás. Então a questão é a seguinte, quer dizer, qual a expectativa de vocês com relação a William Arjona, quer dizer, vocês pretendem, vocês estão negociando com a Petrobrás algum tipo de contrato, de suprimento de gás, que permita vocês participarem do leilão A-0, agendado para essa semana, ou eventualmente vocês vão continuar operando com base nessa liminar? E existe alguma possibilidade de reversão a qualquer momento dessa liminar? Enfim, eu queria uma visão um pouco mais atualizada disso, Sattamini, se você me permite. A segunda questão é em relação à GSF. Enfim, a gente viu o GSF negativo nesse primeiro trimestre, muito provavelmente ao longo desse ano também, então eu queria uma *update* de vocês, a expectativa de vocês de GSF para 2014. Mas uma outra preocupação que eu tenho também é em relação aos próximos anos. Na medida em que você, a gente vem ampliando muito a participação de usinas, a biomassa e eólicas, principalmente. As novas usinas hidrelétricas não tem reservatório, muito provavelmente assim, a gente deve ver o GSF com maior frequência sendo negativo ao longo dos próximos anos. Isso deve gerar algum tipo de alteração na estratégia de contratação, então vocês pretendem ficar com um percentual maior de energia descontratada para cobrir esse tipo de risco adicional que passa a existir agora com essa mudança da matriz energética? E o que seria mais ou menos esse percentual de descontratação se isso for verdade, 5%, 10%? Essa é a segunda questão. E a terceira é em relação à estratégia de comercialização da energia que foi destinada no mercado livre de Jirau. Vocês já estão fazendo isso ou Suez está fazendo isso, vocês pretendem ficar com um pedaço dessa energia descontratada, enfim, o que vocês podem dar de *color* para a gente em relação a isso? Obrigado, e desculpe se eu abusei aqui nas questões.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Marcos, obrigado pelas perguntas. Vamos começar por William Arjona. Na verdade você está certo, é uma questão legal, mas ao contrário, na verdade nós caçamos uma liminar da Petrobras que possibilitava a ela não cumprir o contrato que é vigente hoje. Então a nossa expectativa é que a gente tenha gás, quer dizer, não tenha nenhuma nova ação jurídica da Petrobras, nós não observamos nenhuma nova ação para

suspensão do fornecimento de gás para Arjona, e que esse gás, a gente tenha ele pela maior parte desse ano. Ela continua no nosso portfólio, aliás, continua fora do nosso portfólio, por uma questão de precaução, mas a gente acredita que a Petrobrás não irá empreender novas medidas legais para suspender o fornecimento desse gás. Até porque nós precisamos do despacho do sistema elétrico, o país precisa nesse momento, e seria temerário que ela viesse a suspender. Obviamente nós estamos negociando e vamos tentar negociar extensões do contrato para que a gente possa ter, acho que talvez seja o momento adequado, com a ajuda do governo, para que essa usina venha se manter no portfólio nosso para futuro, anos futuros. Então essa conversa a gente já começa a ter com a Petrobras, com a intermediação do Ministério, e a gente espera ter um êxito aí até o final d ano para garantir então a operação por mais tempo da usina. Nada para o leilão A-0, não seria, nós não teríamos hoje, em que pese, nós temos até tentando uma aproximação, mas não havia tempo hábil para negociar com Petrobras um contrato de 5 anos, para que a gente pudesse oferecer essa usina no A-0. A nossa ideia da A-0 é outra, vocês viram que a gente aprovou na ata da última reunião do Conselho uma participação, mas é a composição de portfólios com outros *players* para que a gente possa entregar energia aí para diminuir e contribuir com a administração da exposição das distribuidoras. Mas isso aí a gente está tentando montar composição de portfólio com outros *players*, e eventualmente conseguindo a gente vá participar do A-0 com essa estrutura.

Com relação ao GSF negativo, a expectativa para o restante do ano é muito difícil, é a pergunta de um milhão de dólares que a gente teria, a gente não sabe como a demanda vai se comportar. A gente vê que alguns *players* já começam a reduzir demanda para capturar valor na energia que eles têm contratado. Saiu eu acho que esse final de semana falando sobre a redução da atividade da Usiminas, e a venda dos seus descendentes de energia, mas a gente não tem uma visão muito clara de quanto será e se haverá redução da demanda que venha impactar fortemente o GSF. A gente sabe que existe, vai existir um despacho termelétrico elevado. Lembra que esse despacho termelétrico ele também não se dá pelo máximo, até porque as usinas param para a manutenção, as usinas termelétricas elas são suscetíveis a uma quebra e paralisações periódicas e esse percentual, esse volume de geração ele não se dá pelo máximo. A gente estima que a gente vá ter aí até o final do ano uma ordem entre 14 MW, 15 MW médios, sendo despachados continuamente. Isso desloca um pouco a hídrica, mas o GSF ele dependerá da demanda efetiva que a gente venha a observar. E essa é a grande dúvida que nós temos. Como nós temos a William Arjona não vendida, e a gente ainda tem, vocês veem que a gente aumentou um pouco o nosso portfólio de compras, a gente tem aí algum colchão que nos permite absorver alguma parte desse eventual GSF abaixo de 1. Agora, qual é o impacto a gente teria que traçar diversos cenários, premissas, e fica difícil a gente fazer isso com vocês. Talvez seria melhor que cada um de vocês fizesse dentro da sua visão, o que o governo vai fazer.

Lembro que é difícil também nesse ano o governo estimular uma forte redução de demanda de energia, até porque você tem uma série de obras de infraestrutura acontecendo para a preparação do país para a Copa do Mundo, a gente tem eleições ao final do ano. Qualquer redução dramática na atividade industrial, na atividade econômica do país vai impactar também a estratégia do governo nesse ano eleitoral. Então pode acontecer alguma queda de demanda, mas não acreditamos que seja de volumes tão significativos por causa desses fatores. Com relação a Jirau, talvez eu possa passar para a Anamélia responder essa questão, a Anamélia podia falar um pouquinho da estratégia comercial até agora de Jirau.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Bom, como é do conhecimento de vocês, Jirau no momento está com as obrigações comerciais em suspenso, na medida em que nós temos uma liminar em vigor para as unidades em atraso. A energia que hoje existe disponível e contratada com os sócios ela está sendo liquidada a PLD. Já existem, claro, discussões com a Tractebel em relação à alocação dessa energia da parcela da GDF Suez, mas a estratégia de alocação futura vai depender de como essas discussões avançarem, e até mesmo como a gente, da nossa visão de mercado, isso certamente vai ser definido no momento futuro, e muito provavelmente após a transferência de Jirau para a Tractebel Energia.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Talvez, só complementando, na verdade nós temos acompanhado a atividade comercial de Jirau, até por um interesse particular da participação da GDF Suez no *output* da usina, mas existem ainda questões não definidas como o excludente de responsabilidade, etc., que não nos dá uma visão clara da quantidade de energia que a gente tem disponível para essa comercialização. Então por esse caso, por essa razão a gente não tem empreendido uma ação forte de comercialização dessa energia. Até que essa situação seja resolvida e a gente se sinta confortável com os volumes de energia que vão estar sendo liberados para cada um dos sócios efetivamente comercializarem.

Marcos Severini – JPMorgan:
Muito obrigado pessoal.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem de Kaique Vasconcellos, Citigroup.

Kaique Vasconcellos - Citigroup:
Bom dia a todos. Só uma atualizaçãozinha rápida: como é que vocês estão vendo o mercado de energia de médio e longo prazo aí, está tendo demanda, como é que está a questão de liquidez em contratos mais longos?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Oi Kaique, tudo bem? Bom, como a gente falou, a gente vende energia à medida que as janelas de oportunidades acontecem. E nós estamos tendo umas janelas de oportunidades bastante interessantes agora, a gente já sentiu preço de energia crescente para 2016, 2017, inclusive em mais longo prazo. Antes a gente tinha, a gente sentiu algo em torno de quase 20% de aumento nos preços de longo prazo, reflexos principalmente da maior demanda por contratos. Hoje você tem muita gente preocupada com a situação, vendo que a sua atividade pode depender de estar contratado na sua energia, e isso está trazendo um maior volume de compradores para o mercado, olhando na sua, "*hedgear*" a sua posição a longo prazo. Então com isso os juros de contratação aumentam, os preços de contrato estão aumentando. Se você quiser nível de preço, antes nível de preço de longo prazo estava da ordem de R$ 110, R$ 115, hoje a gente já está falando aí em níveis de longo prazo, da ordem de R$ 130, R$ 135, e subindo. Quer dizer, a gente vem notando que à medida que as soluções que estão sendo encontradas elas estão gerando um custo maior de energia no curto e médio prazo para o consumidor através dos repasses do despacho termelétrico, através de expansão de fontes com custo variável de operação elevado como térmicas, a gente começa a ter uma visão de preços crescentes da energia para frente. Então isso tem favorecido o mercado de comercialização de contratos de longo prazo.

Kaique Vasconcellos - Citigroup:
Está joia, obrigado.

Operadora:
Senhoras e senhores, lembrando que para fazer perguntas basta digitar *1 (asterisco um).

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Talvez só para complementar a resposta do Kaique e não deixar um entendido diferente, quando eu falo preço de energia de longo prazo é a partir de 2017 e 2018. Porque quando você fala de energia para 2015 e 2016, 2015 o mercado está ilíquido, ou seja, não tem transação, não tem energia disponível para o mercado, a venda de preço fixo, vai talvez conseguir comprar PLD, alguma coisa assim, ou um preço muito elevado que acaba a transação não saindo. E 2016 já está bem pressionado também,

eu diria preços bem mais altos do que aquele nível de R$ 130 e poucos que a gente comentou. Só para deixar um pouco mais claro essa questão.

Operadora:
Com licença, a nossa próxima pergunta vem de Sandra Boente, HSBC.

Sandra Boente– HSBC:
Bom dia a todos, muito obrigado pelo *call*. Eu queria ter uma ideia de qual é a visão de vocês da empresa quando lá em novembro vocês decidiram sobre a alocação de energia para 2014, e como tem mudado, qual foi a surpresa que fez com que a alocação ficasse um pouco ruim?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Vamos lá, eu vou tentar te ajudar sem expor muito a minha, você sabe que a gente não fala exatamente como a gente fez a alocação, até para que a gente não tenha capturado pelo mercado, nem uma posição longa e nem curta e a gente perca o poder de barganha na hora de discutir compra ou venda de energia naquele momento. Mas só para dar uma ideia para vocês, o que estava acontecendo em dezembro? Dezembro você teve uma arena muito próxima, a MLT, talvez um pouquinho acima da MLT, mas é muito próximo a MLT, mostrando ali um período úmido, começava dentro da normalidade. Olhava-se para frente um pouquinho, já se desistia, a expectativa de janeiro não ser tão bom quanto dezembro estava sendo, então ia talvez carregar ali um preço, talvez no final do ano, talvez em janeiro, ia continuar um pouquinho mais alto, mas nada indicava que fevereiro e março seriam meses com uma hidrologia tão ruim quando efetivamente foram. Então não existia nenhuma razão para não pensar as chuvas vindo, o nível do reservatório se recuperando, a arena é normalizada em fevereiro e março, não iriam fazer com que o PLD despachasse. Então essa era a visão que fez com que a alocação então fosse privilegiar mais o segundo semestre do que o primeiro. Porque aí dentro da normalidade o período seco viria então, começando a partir de abril, final de abril, início de maio, junho e tal, então exaurindo, diminuindo os níveis de reservatório, na medida em que os níveis de reservatórios caíssem o modelo de cálculo de preço iria indicar PLD mais altos no segundo semestre. Então, esse é o racional, que foi utilizado na hora de fazer a alocação. Então a gente não acerta sempre, a gente tem acertado quase sempre, mas a gente não acerta sempre. Mas olha, isso não quer dizer isso prejudicou o resultado do ano todo. Existe a possibilidade, então, da recuperação, dependendo do GSF e de PLD e tal, pode ser que a gente ainda tenha um bom resultado ainda nesse ano. Então, vamos aguardar, a gente deve recuperar alguma coisa aí, segundo semestre desse ano.

Sandra Boente – HSBC:
E uma pergunta então: a Tractebel ou o setor em geral, geradoras, essas associações de geradoras, vocês têm, vocês consultam com meteorologistas assim, no avanço da alocação tem uma visão assim de mais longo prazo, meio prazo com meteorologistas no geral, ou não?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Olha, a gente tem os nossos modelos, mas eles são muito imprecisos porque essa é uma área de muita indefinição em precisão. A gente tem gente, a gente tem técnicos no próprio corpo da companhia que se dedicam basicamente a estudar meteorologia, comportamentos de temperatura de oceano, etc., que possam influenciar no volume de chuvas e no nosso negócio de forma direta. Mas é muito difícil prever, o que a gente busca às vezes é se proteger, não é sempre que a gente consegue.

Sandra Boente– HSBC:
Claro. Tudo bem, muito obrigada. Obrigada pelo esforço na resposta.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
De nada.

Operadora:
Novamente, caso haja alguma pergunta favor digitar *1 (asterisco um). Nossa próxima pergunta vem de Sandra Boente, HSBC.

Sandra Boente – HSBC:
Aproveitando o último momento para Anamélia, tem um *update* do que está acontecendo com as negociações com a ANEEL sobre a questão comercial? E a possibilidade de penalidades, como está aquela negociação com a ANNEL?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Desde a última divulgação de resultados, a gente não tem nenhuma atualização, a ANEEL continua ainda avaliando o pleito, as obrigações continuam suspensas sobre o efeito da liminar que nós temos em vigor, então não tenho nenhuma atualização no momento para te dar, não, com relação a última, que nós até chegamos a discutir esse assunto.

Sandra Boente – HSBC:
E a empresa tem expectativa de quando a ANNEL vai tomar a decisão, tem uma *deadline*, *soft deadline*, ou alguma indicação?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Não, não. Claro que a gente gostaria de ter uma definição mais rápido possível, mas não necessariamente é o que vai acontecer. Nós temos uma série de outras questões aí dentro da agenda e da pauta da ANEEL, que eu acho que tem uma importância maior no momento.

Sandra Boente – HSBC:
Perfeito, muito obrigado então.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
De nada.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem de Vinícius Canheu, Credit Suisse.

Vinícius Canheu - Credit Suisse.
Sattamini, pergunta rápida aqui do meu lado, quanto vocês esperam ter de disponibilidade de energia térmica durante o ano? Dado que o William Arjona provavelmente vai estar durante todo o ano, eu queria ter uma ideia de o quanto, dados os ajustes de manutenção, assim, despacho completo, a expectativa hoje da empresa é o que, uns 850 MW, 900 MW médios, ou é muito diferente disso?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, a gente está empurrando as nossas manutenções mais longas para ter uma disponibilidade maior dentro, obviamente, de uma operação prudente. A gente tem substituído as operações de manutenção de mais longo prazo, que a gente normalmente faz lá, abrir a máquina, 45 dias inspeciona, etc., por paralisações pequenas. Até porque paralisações pequenas numa usina termelétrica elas normalmente acontecem, você operando de forma contínua, porque a tubulação eventualmente fura, você precisa parar dois, três dias para substituir aquele trecho da tubulação, e aí você aproveita nessas paralisações, que vão fazer substituição, para fazer inspeções e verificar se não tem nenhum outro tipo de intervenção que você possa fazer para melhorar e corrigir problema. Então a gente tem uma ideia de ter aproximadamente aí uns 600 MW, 600 e poucos MW médios entregues aí no centro de gravidade, de forma contínua.

Vinícius Canheu - Credit Suisse.
Mas isso incluiu Arjona?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Isso, não... isso incluiu Arjona, Previtalli?

Antonio Previtalli Junior - Gerente de Relações com Investidores:
Não, porque a gente teve 720 MW de médios Vinícius, gerados no primeiro tri. Então, mas isso geração bruta, dando um desconto aí para levar para o Centro de Gravidade, eventualmente considerando essas manutenções a que o Sattamini se referiu, eu acho que é uma boa estimativa aí, sendo conservador, sendo prudente, uns 600 MW já no CG. Porque de 718 MW médios já levaram em conta a geração bruta de Arjona, apesar dela não estar no portfólio.

Vinícius Canheu - Credit Suisse.
Então quer dizer, esse número de seiscentos e alguma coisa por ano já incluiu o Arjona?

Antonio Previtalli Junior - Gerente de Relações com Investidores:
Já incluiu o Arjona, em média, para o ano.

Vinícius Canheu - Credit Suisse.
É média para o ano.

Antonio Previtalli Junior - Gerente de Relações com Investidores:
Claro que isso oscila muito.

Vinícius Canheu - Credit Suisse.
Está bom, legal, obrigado.

Operadora:
Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Eduardo Sattamini para as considerações finais. Por favor, senhor Sattamini, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Muito obrigado aos presentes pela participação, pelas perguntas, a gente vai mantendo o mercado atualizado, dentro também das atividades normais nossas de RI, de participação em conferências, e vamos esperar aí uma melhoria então para o segundo semestre desse ano. Muito obrigado, uma boa tarde a todos.

Operadora:
A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um bom dia.