**Local Conference Call**

**Tractebel Energia**

**Resultados do Primeiro Trimestre de 2015**

**27 de abril de 2015**

**Operadora:**
Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do primeiro trimestre de 2015. 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 Investidor. Nele os senhores também 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 regulação do setor elétrico, além de outras variações, e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje estão o senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Tractebel Energia, o senhor Antônio Previtali, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no primeiro trimestre de 2015, e Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora eu passo agora a palavra ao senhor Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir**.**

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**
Bom dia a todos. Nós vamos passar a falar sobre o slide 4, destaques do trimestre, do primeiro trimestre de 2015, onde nós podemos observar que a receita líquida de venda teve uma redução de 1,5%, principalmente em função das operações de curto prazo. Nós tivemos um aumento do EBITDA, olhando trimestre a trimestre, de 13,8%, principalmente pelo menor custo de cobertura das nossas exposições no mercado de curto prazo na CCEE. E isso nos levou a um aumento de margem de EBITDA de 42,2% no primeiro trimestre de 2014 para 48,8% no primeiro trimestre de 2015. No lucro líquido esses impactos refletem numa melhoria de 19,2%, trimestre a trimestre. Na dívida líquida nós temos uma pequena redução, aproximadamente R$ 90 milhões a menos do que no trimestre anterior.

Produção de energia, nós temos uma produção maior no primeiro trimestre de 2015, principalmente em função da hidrologia mais favorável no primeiro trimestre de 2015, no sul, do que no primeiro trimestre de 2014, com 7,8% de crescimento na geração hídrica. Na energia vendida uma melhoria pequena de 21MW Médios, principalmente em função da entrada da última usina, de Mundaú, que ainda não existia, não havia entrado em operação no primeiro trimestre de 2014, e pela aquisição de Ferrari.

Passando ao slide número 5, os Destaques, nós tivemos reafirmado o nosso rating internacional 'BBB', e o *rating* nacional de longo prazo como 'AAA(br)', com perspectiva estável para ambos. Isso é nesse momento, para nós, muito importante, onde o setor passa por uma dificuldade, a Companhia tem o seu *rating* reafirmado e a credibilidade de solidez financeira confirmadas.

A companhia efetuou o pagamento de juros sobre capital próprio relativos à 2014, no valor de R$ 223 milhões, ou seja, R$ 0,3416/por ação, aos seus acionistas. E a máquina que nós tínhamos indisponível em Jorge Lacerda B, que era uma máquina que agregava algo em torno de cento e poucos MW ela voltou a operar agora a partir do dia 17 de fevereiro de 2015, uma máquina que teve um sinistro em final de junho de 2014, e ficou um bom tempo em função do impacto e do dano no gerador, sem operar. Então voltou a operar, e isso faz com que a nossa geração térmica então volte aos níveis anteriores. Lembrando que esse sinistro estava coberto por seguro de interrupção de negócios, e nós temos recebido os adiantamentos da seguradora em que pese o *claim*, ainda não ter sido fechado completamente.

Na página 6 nós não tivemos nenhuma alteração da nossa estrutura de controle, a única novidade a Anamélia vai falar um pouco mais depois, é uma mudança de nome do grupo. Isso deve refletir em algumas empresas operacionais com uma mudança de marca, mas ainda é incipiente, temos inicialmente nenhuma informação definitiva com relação a isso.

No slide 7 nós passamos então pelo nosso portfólio, o nosso portfólio balanceado, com uma localização estratégica, hoje operamos em 12 estados, com Jirau vamos operar em mais um, em breve teremos 13 estados. 79% da nossa capacidade hidrelétrica, 16 termelétricas, que dá também um pouco de alívio num momento de baixa hidrologia, não mitiga completamente o nosso risco, mas diminui um pouco. E nós temos um gráfico mostrando nossas questões de capacidade, mostrando que em momentos de baixa rentabilidade no mercado a gente não cresce, mas em momentos em que as condições se apresentam favoráveis nós buscamos um crescimento.

No slide 8 nós reafirmamos a nossa liderança entre os geradores privados de energia, hoje uma liderança bastante folgada, o segundo colocado. A expectativa de crescimento, de 2,3 GW, ela nos permite dizer que caso não haja nenhuma mudança radical de fusões dentro do setor a gente deve continuar com essa posição de liderança, e isso nos permite dizer que eventualmente para uma consolidação do setor, a Tractebel Energia está bastante bem preparada e posicionada.

No slide 9 a gente fala sobre o nosso portfólio balanceado, nós temos, praticamente metade da nossa energia no mercado livre, e metade da energia no mercado regulado. O mercado regulado, em contratos de longo prazo, normalmente adquiridos através do crescimento dos leilões de energia nova, e para nós a importância do mercado livre é muito grande em função de ser a melhor destinação para a energia das usinas existentes. Isso nos permite valorar a nossa energia de forma mais eficiente. Em que pese uma mudança regulatória no início desse ano, passou a permitir que o governo realize leilões do tipo A-2, que talvez possam ser atrativos para essa energia existente, no sentido em que você, na entrega da energia, permite visualizar o fluxo de caixa da empresa com um pouco mais de antecedência.

Na página 10, no slide 10, a gente fala de clientes livres, a importância deles, nós tivemos, nós temos hoje um portfólio de 2.144MW médios vendidos a clientes livres em diversos segmentos da economia. Essa diversificação é procurada pela companhia como forma de redução dos seus riscos sistêmicos a um determinado setor da economia. Nós temos uma política de crédito bastante eficaz, nós temos hoje um nível de inadimplência zero, isso não quer dizer que a gente não tenha eventuais atrasos de fornecedores, mas nós temos as garantias e os mecanismos necessários para fazer com que as obrigações contratuais sejam cumpridas. É importante, bastante, nesse momento em que a economia vive um cenário de desaquecimento.

O slide 12, falando um pouco de mercado, a gente menciona que os preços devem continuar pressionados, principalmente agora com esses despachos termelétricos e a volatilidade maior em função da nova metodologia de cálculo do PLD. E a tendência é que os preços futuros cresçam. É uma situação que a gente tem observado ao longo dos últimos um ano e meio, a entrada de novas usinas mais caras de despacho, e a expectativa de crescimento de expansão do parque gerador através de usinas mais caras, usinas termelétricas, tendem a elevar o preço futuro. Então essa é uma tendência que a empresa vem buscando tomar proveito, e capturar contratos com preços mais elevados a longo prazo.

Na página 14 a gente apresenta a nossa energia descontratada e a maneira de comercializar. A companhia tenta comercializar a sua energia ao longo dos anos de forma a estar razoavelmente contratada quando se aproxima do ano seguinte. Essa política é em função da tentativa de estabilização do fluxo de caixa, e previsão, previsibilidade desse fluxo. E ela tende a ter uma pequena alteração em função desses recentes eventos de mudança regulatória, mudança de cálculo de metodologia do PLD e da existência, da observação mais recente do GSF, da aplicação do GSF para os geradores hidrelétricos, isso tem feito com que a gente olhe a questão de reserva hídrica com mais carinho, e tente manter uma quantidade de energia razoável, principalmente quando se observa condições hidrológicas ou níveis de reservatório baixo. É o caso, por exemplo, da nossa reserva para 2016. Hoje nós temos 9% da energia descontratada, reservatórios ainda em níveis baixos, hoje temos reservatório, a previsão de reservatório por volta de 35% do sistema interligado para o final de abril. Ou seja, o final do ano aí alguma coisa entre 15%, 20%, podendo, dependendo do comportamento da demanda que deve ser um pouco mais alto, mas ainda é um nível de reservatório muito baixo, e que faz com que talvez nós tenhamos ainda um ano, de 2016, com início, pelo menos, bastante demandante em termos de geração

termelétrica. Então a nossa percepção é que a gente deve preservar um pouco essa reserva, e à medida que a situação se mostre um pouco mais folgada nós iríamos então comercializar essa energia. Então esse comportamento é um comportamento que deve permanecer ao longo dos próximos anos, de aguardar um pouco para vender energia, em função dessa questão do GSF e da geração térmica de alto custo.

No slide 15 a gente apresenta o nosso balanço de energia, ali pode se notar que nós tivemos um aumento, quer dizer, tivemos a atividade comercial boa durante o primeiro trimestre, com uma quantidade de energia vendida razoável para 2016, 2017. Mas se a gente olhar nós tivemos um aumento das vendas bilaterais em 2016 em 77MW, em 2017 170MW, em 2018 217MW, e aí por diante, ou seja, é uma venda, uma atividade comercial bastante boa para um período de três meses. Mas esse slide ele normalmente é dado aos analistas a possibilidade de modelar as receitas da companhia, e as despesas com compra de energia.

Agora passando para o slide 17 a gente fala sobre a nossa expansão, eu vou passar a palavra então para a Anamélia para falar um pouco de Jirau.

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

Bom, primeiramente bom dia a todos. Antes de entramos na atualização do projeto Jirau, eu gostaria de informá-los, como foi feito o anúncio do novo nome da companhia na última sexta-feira, no dia 24 de abril, a GDF Suez a partir de agora, o novo nome é Engie. É um nome que foi concebido de maneira a refletir a transmissão energética e os desafios enfrentados pelo grupo a nível global. Essa transição hoje, que é muito marcada na Europa, tem como principais características o crescente desenvolvimento das energias alternativas, a geração descentralizada, maior eficiência energética, e uma maior participação do consumidor no papel, tanto como gerador como consumidor de energia. E esse novo nome ele surgiu como um compromisso do grupo em pensar em novas soluções energéticas nesse cenário cada vez mais desafiador. Então a partir de agora vocês vão ver que vai mudar a logomarca do grupo GDF Suez para repercutir essa mudança. Em relação as empresas operacionais, a partir do anúncio a gente está analisando como que isso vai ser feito para as empresas operacionais, de maneira a tentar entender a realidade de mercado e algumas especificidades em cada uma dessas empresas. Então na próxima atualização vocês vão ter uma ideia melhor de como isso vai ficar e o impacto disso para a própria Tractebel Energia.

Em relação ao Projeto Jirau, como vocês já conhecem, um projeto que está em construção desde 2008, com 3.750MW de capacidade instalada, sendo 40% dessa capacidade do Grupo GDF Suez. A energia foi vendida em duas tranches, em 2008 e 2011, e 73% da energia está contratada por meio de PPAs de longo prazo, de 30 anos, e o saldo da energia contratado com os acionistas. As discussões em relação a excludente de responsabilidade relativos aos atos de vandalismo de 2011 e 2012 continuam e aberto, tanto no nível administrativo com a ANEEL, quando no nível jurídico em relação à Justiça Federal. As condições de financiamento também

amplamente conhecidas, não sofreram alterações, apesar da mudança recente no TJLP.

Bom, indo para o slide 18, a atualização que temos em relação a última divulgação de resultados é que temos 26 unidades em operação comercial e três unidades ainda sincronizadas, ou seja, 29 unidades despachando diretamente energia para o sistema interligado nacional. Além disso uma unidade adicional em condicionamento e dez unidades em fase de montagem. Isso dá para a gente a segurança de afirmar que agora no segundo trimestre a gente atinge a energia assegurada, com a entrada em operação da 33ª unidade. O projeto vem apresentando boa performance operacional, inclusive há diferentes vazões a plena capacidade, isso é uma excelente notícia, a gente vê que todo o sistema de qualidade, de acompanhamento na instalação das turbinas e da montagem têm sido feito de maneira bastante exitosa. As obrigações comerciais com o mercado regulado elas foram cumpridas em relação ao leilão A-5 desde novembro de 2014, e hoje a gente apresenta um avanço físico superior a 98%. A primeira fase da margem esquerda já está concluída, o que a gente tem ainda de obra civil refere-se à segunda fase da margem esquerda, já que a margem direita ainda resta pouca atividade de obra civil.

E em relação às opções de criação de valor adicional, nós ainda continuamos esperando a decisão da ANEEL em relação a revisão das perdas hidráulicas, a metodologia usada, que pode acarretar em um ganho, ainda que pequeno, de energia adicional para o projeto, e outras formas de compensação como a utilização da curva guia no reservatório ao montante. Além disso os incentivos fiscais, que continuam os mesmos, e foram garantidos por Jirau na época do leilão.

No slide 19, em relação à última divulgação nós temos pouco avanço, porque foi feito a um mês atrás. O que vocês podem ver é que na casa de força da margem esquerda a gente está avançando, e o foco agora é na casa de força da margem esquerda, justamente a construção civil dessas dez unidades adicionais, que representam a segunda fase dessa casa de força.

Eu volto a palavra para o diretor Sattamini, estaremos à disposição depois para responder qualquer indagação.

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**

Voltamos ao slide 20, falando dos projetos envolvidos dentro da Tractebel Energia, vai pela ordem de importância. O primeiro é Pampa Sul, um projeto vendido no leilão de novembro do ano passado, nós vendemos 294,5MW Médios, a um preço, um valor de energia de R$ 201,98/MWh, pelo prazo de 25 anos, e a entrega a partir de 1º de janeiro de 2019. Essa usina é uma primeira fase, a usina é concebida para ser uma usina de 680MW médios, com duas máquinas de 340 MW Médios, não necessariamente será construída a segunda, mas nós estamos desenvolvendo e buscando oportunidades para essa segunda fase. E provavelmente vamos estar olhando os próximos leilões para poder, se as condições estiverem satisfatórias, oferecer também a segunda fase de Pampa Sul. Essa usina ela tem uma receita fixa

anual de R$ 473,3 milhões, dentro dessa receita está a parte da inflexibilidade de 50%, ou seja, o carvão necessário a essa geração de metade da sua capacidade.

No slide 21 a gente fala do Complexo Eólico Campo Largo, também vendido no leilão A-5 de novembro, foram comercializados 82,6MW médios, no valor de R$ 135,47/MWh. Ali um contrato PPA de 20 anos, e também começa a partir de 1º de janeiro de 2019. Nós temos adicionado a essa capacidade, nós temos mais, foram aprovados também mais cinco parques, e a capacidade total instalada vai ser da ordem de 327MW instalados. Os cinco parques, foram seis parques vendidos no leilão de energia, ou seja, na ACR, no Ambiente de Comercialização Regulado, e vão ter cinco parques onde a energia já está destinada para o ambiente de contratação livre, o ACL.

Na página 22 nós temos o projeto já em construção também, o Eólico Santa Mônica, ele se compõe de quatro usinas: a Usina Eólica Estrela, Ouro Verde, Cacimba, e de Santa Mônica. Eles são projetos próximos a um empreendimento que já está em operação, que é o Complexo Eólico de Trairi, com quatro usinas, e isso vai fazer um cluster de operação ali perto do município de Trairi. Nós temos também a expansão da biomassa, UTE Ferrari. Nós compramos essa unidade no início do ano passado, com 65,5MW de capacidade instalada, e estamos expandindo 15MW, e parte da energia também foi vendida no leilão de A-5 do ano passado a um preço de R$ 202/MWh, pelo prazo de 25 anos.

No *pipeline* ainda temos, na página 24 vocês podem ver alguns projetos, o Complexo Eólico de Santo Agostinho no Rio Grande do Norte, capacidade instalada de aproximadamente 600MW. Temos a segunda fase do Projeto do Complexo Eólico do Campo Largo, na Bahia, que também deve agregar mais 300MW a nossa capacidade. Temos a UTE Norte Catarinense, em fase de desenvolvimento, estudos ambientais, etc., ainda com a questão de gás indefinida, precisamos dar uma solução para isso. E temos a segunda fase de Pampa Sul, como eu já comentei com vocês, o que deve elevar a capacidade daquele Complexo de 340MW para 680MW instalados.

Bom, no slide 25 e 26 a gente fala sobre o desempenho financeiro. O resultado anual a gente já tinha comentado aí mês passado, o resultado trimestral a gente teve evolução no lucro líquido e no EBITDA, mas uma redução na receita. E nós vamos falar a partir do slide 27 em mais detalhes sobre esses agregados financeiros.

No slide 27 a gente percebe essa redução de 1.5% na receita líquida de venda, principalmente por causa da operação de curto prazo, vocês veem no slide uma redução de R$ 279 milhões, mas tivemos por outro lado uma elevação do preço médio, substancial, o que elevou R$ 210 milhões na receita. No conjunto nós tivemos uma redução, uma pequena redução da nossa receita líquida de vendas.

Na página 28, falando do EBITDA, os mesmos componentes aí, preço médio e quantidade que já foram ditas lá na receita líquida. Nós tivemos na operação de curto prazo dois componentes, uma de R$ 80 milhões e outra recomposição de custos de receitas, isso é o valor relativo, o que seria liquidado no mercado de curto prazo, mas que estava indisponível e que por consequência nós temos direito de receber da seguradora. Então o nosso resultado de curto prazo fica sendo aproximadamente R$

126 milhões, nas duas componentes, uma já liquidada, na CCEE e a outra a receber ainda da seguradora. Temos aumentos de custos, em função de aumento de geração hídrica, aumento da TUST, pessoal, outros custos. Nós tivemos um aumento de manutenção e serviços razoável, até porque a nossa intenção é manter a maior disponibilidade possível nos nossos equipamentos. Então é um momento em que os custos de operação e manutenção ficam irrelevantes com relação a uma possibilidade de paralização das máquinas. Ou seja, é preferível gastar um pouco mais em operação e manutenção, eventualmente antecipar o trabalho, para que o período de parada das máquinas seja o menor possível. Nós temos aí a provisão de fornecedores, fornecedores de combustível, a gente vem fazendo aí já há alguns trimestres. Aí é a energia comprada para revenda, naturalmente um pouco maior nesse trimestre do que no primeiro trimestre do ano passado.

Quando a gente fala, vai para a evolução do lucro líquido, na página 29, as mesmas componentes que a gente teve no EBITDA, só que de forma líquida, deduzido o imposto de renda, e nós tivemos um aumento dos custos financeiros somente em função de um aumento da correção monetária e cambial, cambial não, mas da correção monetária sobre as dívidas e concessões a pagar, levando o nosso lucro de R$ 289 milhões do ano passado, primeiro trimestre do ano passado, para R$ 345 milhões no primeiro trimestre de 2015.

Página 30, com relação ao endividamento, o endividamento mais ou menos, o endividamento bruto se manteve mais ou menos estável. Nós tivemos uma evolução, uma pequena evolução nos indicadores de dívida total, EBITDA. No trimestre passado nós tínhamos 1.4x EBITDA, nesse 1.3x. E no dívida líquida EBITDA nós passamos de 0.8x para 0.7x, principalmente em função do melhor trimestre, do primeiro trimestre desse ano, do que o primeiro trimestre do ano passado. Não existiu nenhuma mudança significativa no endividamento, mas sim uma melhora comparado trimestre a trimestre. Temos um caixa robusto esse ano, foi a nossa estratégia passar o ano com um caixa um pouco maior. Nós temos investimentos que estão sendo feitos e serão iniciados nesse ano, e a ideia da empresa é se manter líquida e diminuir a sua necessidade de captar recursos no mercado num momento talvez, de mercado mais duro, mais difícil.

Passando aqui para o slide 31, evolução da dívida líquida, as principais componentes, variação monetária sobre as dívidas, como a gente já comentou, imposto de renda e contribuição social que foram pagos, além dos dividendos e juros do capital próprio, investimentos que foram feitos, investimentos do curso normal dos negócios da companhia, e obviamente eles foram, esses elementos que levaram ao aumento dívida foram compensados por elementos operacionais. E um importante fator, o *hedge*, operações de *hedge* que nós tivemos para os projetos que a gente contratou em novembro do ano passado. No mesmo dia em que a gente vendeu energia no leilão, a companhia, de forma prudente, fechou os *hedges* para compra dos equipamentos importados ou equipamentos que tinham indexação ao dólar de forma a se proteger da variação cambial. Então esse elemento aí também aparece na evolução da dívida líquida. Ele está na composição da dívida, e aí sai pelo elemento *hedge* através dos determinantes que a gente viu.

No slide 32 nós temos o perfil da nossa dívida, tendo uma concentração pequena em 2016, maior parte das operações são operações do ano passado, feitas na modalidade 4131, chama empréstimo direto com bancos estrangeiros, que foram *swapadas* com os representantes deste banco ou até com o próprio banco, do indexador dólar para o indexador CDI. No final todas as operações ficaram abaixo do CDI variando entre 96% a 99% do CDI. São operações que elas vão dar lugar a operações de financiamentos de mais longo prazo, no ano, durante, ao longo do ano de 2016. 2015 e 2016 nós vamos estar refazendo a contratação no momento mais adequado de mercado de dívidas de mais longo prazo para financiar os projetos que estão em andamento: Santa Mônica, Campo Largo. Obviamente também existe aqui nesses projetos a participação do BNDES, que também já demos entrada e estaremos contratando ao longo desse ano e ano que vem.

No slide 33 a gente mostra a nossa estimativa de CAPEX, praticamente são os projetos que já foram mencionados para vocês. Nós temos um programa de operação e manutenção grande nos próximos anos aí, da ordem de R$ 300 milhões por ano. Nesses projetos tem melhoria de eficiência, ganho de energia assegurada, e manutenções normais, que devem ser feitas nas usinas para que elas apresentem a disponibilidade e a performance requerida.

No slide 34 nenhuma novidade, demonstra só a nossa decisão de redução do *payout* em 2014 para 55%, como preservação de caixa, como uma decisão prudente, e à medida que o cenário melhore, controladores e a Companhia devem retornar o pagamento máximo de dividendos. Então essa é a nossa apresentação, estamos abertos aí para perguntas e respostas, depois do anúncio da nossa operadora.

**Operadora:**

*Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco 2 (*2). Nossa primeira pergunta,* Marcos Severine – JPMorgan.

**Marcos Severine – JPMorgan:**

Olá, bom dia a todos, bom dia Sattamini. Algumas questões aqui. Primeiro eu gostaria de abordar um pouquinho essa provisão que vocês fizeram referente a Usina de William Arjona, se eu não estou enganado foram R$ 77 milhões, que basicamente representa a diferença entre o CVU da planta e o CVU que a Petro está indicando, se eu não estou enganado. Qual a expectativa de vocês em relação aos próximos trimestres, você acha que essa provisão é possível que se repita ou não? Essa é uma questão. A segunda, se você me permite, em relação a Usina de Pampa Sul, há alguma possibilidade de vocês estarem participando desse leilão de A-5, ou vocês acreditam que esse é um projeto que deva ficar mais para frente? E também já incluindo aqui, essa usina gás natural, eu não sei, eu imagino que essa usina deva estar num estágio de desenvolvimento mais atrasado, e eventualmente esse é um projeto que deva ficar mais para frente. E a terceira e última questão, é em relação a cenário de GSF. Eu lembro que ao longo dos últimos dois meses o mercado discutiu muito aí a possibilidade do governo desenhar algum tipo de solução para a questão do GSF, ou talvez uma redução dessa conta. Eu gostaria de saber se houve alguma atualização

disso mais recente, ou não. E se vocês acreditam que aquela proposta da APINE poderia levantar voo, ou se já existe também alguma alternativa sendo desenhada por parte dos geradores. São essas as questões. Obrigado Sattamini.

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**

Eu vou primeiro responder, a primeira pergunta, eu vou te responder dizendo que a gente prefere não falar sobre William Arjona, a gente tem uma questão, enfim, sendo discutida em arbitragem, e a gente prefere não falar. A única coisa que eu posso dizer é que a gente tem sido conservador na maneira de apresentar um eventual resultado dessa usina. Com relação a Pampa Sul, nós temos sim interesse em desenvolver a segunda fase. Nós temos um *timing* ótimo para que a gente possa ter uma utilização mais eficiente dos recursos no site. Por exemplo, se eu tiver fazendo umas duas usinas ao mesmo tempo eu vou ter o dobro do contingente, o dobro da necessidade de equipamento. Se eu fizer uma delas com uma pequena defasagem, eu talvez tenha otimização dos programas de equipamentos de mão de obra, então é isso que está sendo buscado. Então em algum momento sim a gente deve partir para a decisão de implementar o projeto, desde que os preços de retorno sejam satisfatórios. A questão do gás natural, esse é um projeto que a gente já tem há algum tempo, ele vem sendo mantido, a gente chama, na naftalina, obviamente na medida em que soluções para o gás elas apareçam, sejam mais visíveis, a gente pode acelerar o processo. Diria que é difícil para a gente disponibilizar uma usina dessas nesse ano, mas no próximo ano e meio, a gente, se tivesse uma negociação de gás razoável, com perspectiva de contratação, contrato de longo prazo, a gente poderia estar empreendendo essa usina no norte catarinense.

GSF, efetivamente estamos buscando como geradores algum tipo de solução junto ao regulador, junto ao Ministério. É difícil, todos nós sabemos que a solução, tirar esse encargo das costas dos investidores de geração pode significar, e deve significar alguma coisa a ser direcionada para o consumidor ou para o próprio governo. A gente imagina que o governo nesse momento esteja preocupado com o seu equilíbrio fiscal, não receptivo a qualquer solução de colocar esses encargos sob o cômputo do governo. O consumidor já vem sofrendo com aumentos de tarifas, então a gente tem que ir buscar junto ao regulador do governo soluções não triviais. É isso que o nosso pessoal está fazendo agora, e imagino que as conversas estejam evoluindo. O governo entende que o investidor a partir do momento que ele tem um risco não previsto, talvez esse risco deva ser tratado de uma forma a não criar desincentivos futuros ao investimento em eletricidade no país. Eu acho que tem uma boa vontade do governo, e obviamente uma flexibilidade também do gerador, de buscar soluções não ortodoxas.

**Marcos Severine – JPMorgan:**

Ok, obrigado.

**Operadora:**

Próxima pergunta, Carolina Carneiro, Santander.

**Carolina Carneiro – Santander:**

Bom dia a todos. Um *follow-up* da pergunta anterior sobre o projeto de gás. Você acabou de falar Sattamini, que talvez para esse ano ainda possa ser difícil a gente ver a colocação desse projeto, mas que talvez, num próximo ano, um ano e meio isso possa ser, o projeto possa ser viável, eu queria que você comentasse, e o que tem se falado sobre as soluções de tentar negociar um contrato, a princípio a curto prazo, de GNL, ou enfim, soluções desse tipo, com injeção nas redes, se vocês enxergam isso como factível e até deve estar sendo negociado para o leilão esse ano específico de gás. Vocês enxergam que esse tipo de solução realmente pode fazer com que alguns projetos de gás sejam viáveis? Não se sei se para o caso de vocês especificamente, mas enfim, para projetos de gás natural. Se o custo implícito e o teto que está no leilão possam conversar. E a segunda pergunta em relação a atualização, se vocês tiverem alguma, de como está o processo de transferência da participação da GDF Suez em Jirau, para a Tractebel. Obrigada.

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**

Carolina, a princípio esse projeto de gás não é, nós não estamos avaliando ele para esse ano, diferente de outros *players* que estão discutindo com Petrobras outras possibilidades como essa de injeção de GNL no sistema, e contratação de capacidade nos parques, não é o nosso caso, então eu não vou poder te ajudar com essa sua pergunta. Com relação a Jirau, todos sabem, ela tem uma questão regulatória pendente com a ANEEL, essa questão enquanto não houver uma clareza com relação ao seu direcionamento, seu encaminhamento, fica difícil da GDF Suez definir as condições de transferência. Então ela deve, ela está dependendo de uma decisão do regulador. Hoje existe uma questão ajuizada, uma proteção para a companhia de propósito específico não ser penalizada pelos atrasos, até que a questão seja definitivamente discutida. Isso é uma, fica difícil prever o momento. Se a gente, se eu tivesse que dar uma opinião eu acho que talvez até o final desse ano de 2015 a gente tenha alguma solução para o caso, e aí nós teremos um prazo para a mobilização do Comitê de Partes Relacionadas, a discussão interna, contratação de consultores, para que essa transação seja discutida no detalhe, como se fosse um M&A normal, com todo *due diligence*, toda a formalidade que a gente precisa, para que então a gente possa definir um *range* de preço para a negociação com o controlador. Em sumo, deve ser um processo demorado, eu estimo que um processo desse não dure menos do que uns nove meses, dez meses. Então a gente teria, na melhor das hipóteses, uma possibilidade de estar transferindo esse ativo no final de 2016. Obviamente, como eu estou dizendo, partindo do princípio de que alguma solução para Jirau, para a questão do excludente de responsabilidade de Jirau, vá ser alcançada no segundo semestre desse ano.

**Carolina Carneiro – Santander:**

Está certo, obrigada. Se vocês me permitirem uma última pergunta só - Vocês poderiam falar um pouquinho, eu sei que vocês já comentaram sobre o balanço, enfim, os novos contratos aí de vendas bilaterais, é só para a gente saber um pouco sobre a tendência de preços, se muda alguma coisa. Eu acredito que não, pelo nível de

preço que, enfim, vocês colocaram ali no balanço, implícito, mas mais para comentar como é que está a liquidez de mercado para fechar novos contratos e nível de preço que a gente pode estar observando. Obrigada.

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**

É, o mercado tem tido demanda de longo prazo, vocês podem observar pelas quantidades que a gente tem vendido, se você olhar o balanço, as quantidades bilaterais vendidas no trimestre anterior e nesse trimestre você vai ver que existe um crescimento de vendas. Os preços têm subido, a gente talvez esteja alcançando no longo prazo um preço estrutural de equilíbrio, da ordem dos R$ 160/MWh. O preço a curto prazo ele tem algumas variações de humores, talvez em função de hidrologia, melhoria, eventual queda de demanda, então tem uma flutuação aí 2016, 2017. Andou um pouquinho mais alto, reduziu alguns reais, mas está num nível bastante elevado em função da expectativa de um ano difícil ainda, 2016, a hidrologia de 2016, se o período úmido não vier dentro da normalidade pode ser um ano ainda bastante complexo para o setor. Então isso tem mantido ali o preço de curtíssimo prazo, 2016 e 2017, elevado. Depois gradativamente, cai o nível de longo prazo de R$ 160/MWh, que é um preço compatível com o preço da expansão. Seria um preço balizado pelo preço das distribuidoras, pelo preço médio das distribuidoras no futuro, mas compatível com o preço da expansão do sistema.

**Carolina Carneiro - Santander:**

Está certo, muito obrigada.

**Operadora:**

Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1). Para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1). 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 Eduardo, pode prosseguir.

**Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:**

Eu queria agradecer a todos a participação, as perguntas. Lembrá-los que o ano ainda é um ano desafiador para a empresa, para o setor. A questão do GSF realmente nos preocupa, nós apesar de termos tido um resultado satisfatório no primeiro trimestre, nós vimos com preocupação aí a evolução do *déficit* de energia, que não motivaria nem incentivaria a ninguém a fazer uma simples multiplicação por quatro desse resultado. Nós estamos trabalhando para evitar o impacto maior de GSF, e estamos buscando soluções junto ao governo. Então é um ano difícil, mas em compensação as dificuldades também trazem oportunidades, e as oportunidades têm sido aproveitadas pelo nosso pessoal do Comercial na contratação de energia a um preço satisfatório no futuro, que deve também ser levado em consideração. Muito obrigado a todos, e uma boa tarde.

**Operadora:**

A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham um bom dia, e obrigado por usarem a Chorus Call.