Local Conference Call
Tractebel Energia
Resultados do Terceiro Trimestre de 2012
26 de outubro de 2012

Operadora: Bom dia. Esta é a teleconferência da Tractebel Energia. 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 os senhores participarem. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "asterisco zero". Cabe lembrar que esta audioconferência está sendo gravada.

Agora, passo a palavra ao Sr. Antonio Previtali, Gerente de Relações com Investidores da Tractebel Energia. Por favor, Sr. Previtali, pode prosseguir.

Sr. Antonio Previtali: Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do terceiro trimestre de 2012.

Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet, através do site www.tractebelenergia.com.br, na seção Investidor. Nele, os senhores também poderão obter cópia da apresentação e do release de resultados da Companhia.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência relativas às perspectivas do negócio 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 Eduardo Antonio Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentará o desempenho da Tractebel Energia no terceiro trimestre de 2012, e Elio Wolff, 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 às questões que eventualmente sejam formuladas.

Agora, eu passo a palavra ao Sr. Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini: Bom dia a todos. É com satisfação que mais uma vez vimos ao mercado apresentar excelentes resultados trimestrais. Nós vamos começar a apresentação na página 4 com os destaques financeiros do trimestre.

O primeiro destaque é a receita líquida de vendas subindo 12,7% em comparação com o mesmo trimestre do ano passado, um aumento de R$ 147 milhões basicamente fruto das operações no mercado de curto prazo na câmara de comercialização de energia elétrica. Vocês vão ver detalhamento desses agregados mais adiante na apresentação.

Tivemos também um aumento do nosso Ebitda trimestre a trimestre comparado de 17,5% com um aumento superior ao aumento observado na receita líquida basicamente esse aumento vem do maior despacho termoelétrico que fez com que a nossa posição vendedora, nossa posição comprada na CCEE aumentasse e ela vem com um despacho para o SIN.

No trimestre anterior nós tínhamos tido um volume de geração termoelétrica mais destinado à exportação e a gente arca então com o custo do combustível. Quando a gente gera então para o SIN - Sistema Integrado Nacional, Interligado Nacional, a gente não tem o custo do carvão então ele aumenta o nosso Ebitda mais do que ele aumentaria, vem a contribuição para o aumento da receita.

Então isso reflete numa margem de Ebitda superior ao trimestre anterior, então a gente teve um aumento de 2,7 p.p. na margem e isso também se refletiu então no nosso lucro líquido, 18,1% a mais do que no mesmo trimestre do ano anterior.

Com relação à energia vendida nós tivemos um aumento de apenas 0,7; mas se nós expurgarmos a exportação ocorrida no terceiro trimestre do ano passado esse crescimento de quantidade vendida observado foi 6,6%, ou seja, 247 MW médios. Essa energia provém principalmente do aumento da capacidade instalada de Estreito e de energia comprada para revenda.

Com relação então ao preço médio dos contratos nós tivemos um aumento de 6,2% que também veio a contribuir, vocês verão mais adiante na apresentação, com o aumento da receita líquida e contribuiu também para esse resultado robusto que nós tivemos no trimestre.

Produção de energia foi mais baixa do que no mesmo trimestre do ano passado principalmente por uma hidrologia muito fraca que também fez com que os preços do mercado spot subissem e fez com que nós disparássemos mais as nossas termoelétricas. Nós tivemos um aumento da produção de 44% do nosso parque termoelétrico muito mais do que compensado por uma redução de 16,5% nas nossas hidro.

Tivemos também um aumento de geração no que a gente chama de usinas complementares (em inglês non-conventional renewable energy - NCRE).

Passamos então para a página 5, destaques do trimestre. Nós tivemos então a entrada em 9 de agosto da sétima unidade da UHE Estreito e com isso nós alcançamos 97,3% da energia assegurada. O percentual alcançável de 100% será alcançado agora com a última turbina prevista para o final deste ano.

A Tractebel bateu o recorde de geração instantânea no dia 3 de setembro com 7.409 MW, um fator de capacidade de 87,2%, mas já tivemos o recorde batido agora em outubro. No dia 18 de outubro tivemos 7.561 MW de geração. Esse recorde resulta da alta disponibilidade das usinas da companhia para o setor elétrico que apresenta níveis de consumo elevado. Principalmente pela falta de energia no norte e nordeste do país as usinas do sul estão sendo demandadas a operar na sua máxima capacidade.

Nós tivemos também agora no trimestre na reunião de ontem a aprovação pelo conselho de administração da distribuição de R$ 276,2 milhões sob a forma de juros sobre capital próprio referentes ao resultado do ano de 2012. Nós já estamos fazendo então a apropriação desses juros, a aprovação da apropriação desse juros que será feita no dia 31 de dezembro de 2012.

Outro destaque, nesse trimestre nós tivemos em setembro a confirmação do nosso rating AAA que já havia sido dado pela Fitch Rating e agora foi dado pela Standard & Poor's. É o segundo rating AAA da companhia e se junta ao Investment Grade que nós tivemos também pela Fitch em abril deste ano (Investment Grade internacional) e fazemos então parte agora com esse segundo rating AAA do pequeno grupo de dez empresas brasileiras que tem dois ratings AAA pelas principais agências de rating mundiais.

E por último a Tractebel foi eleita pela segunda vez na sua segunda participação como uma das 150 empresas que fazem parte do Guia 2012 Você S/A das melhores empresas para trabalhar. Isso é um fator importante para a gente porque não adianta só apresentar bons resultados, mas também tem que apresentar boas condições de trabalho e ser uma empresa admirada para conseguir captar os melhores talentos do mercado.

Passamos então para a página 6, um slide sobre a MP 579 que veio no dia 11 de setembro ao mercado e a gente não poderia deixar de falar, foi um evento de bastante impacto, várias ações do setor sentiram e a gente gostaria de trazer algumas informações para quem não está atualizado poder se atualizar com relação a essa MP.

Ela se encontra em tramitação no Congresso, ela sofreu 431 emendas e ela encontra-se no processo normal de aprovação. A MP visa a redução do custo de energia elétrica para os consumidores via diminuição ou eliminação de encargos, aportes da União e prorrogação de concessões. O objetivo efetivo foi

a redução de custo da energia para aumento da competitividade da indústria brasileira e também como combate à inflação.

Então é uma medida que tem um caráter imediatista, ela não necessariamente será uma medida que trará efeitos nas demais concessões do setor. As concessões que foram atingidas foram aquelas concedidas antes da lei geral das concessões, a 8987, e elas poderão ser prorrogadas por trinta anos. Os eventos de renovação serão condicionados à aceitação pelas concessionárias da remuneração exclusiva para cobertura de custo de O&M, encargos, tributos e, quando houver, também o custo de transmissão e distribuição.

Eu falo aqui de uma margem de gestão para remunerar o trabalho do gestor das usinas, mas ainda não se tem clareza com relação a qual a magnitude, qual a dimensão, dessa remuneração.

É importante frisar que as concessões da Tractebel Energia, como foram todas outorgadas após a lei 8987, não são afetadas pela MP 579, ou seja, não é tratada ali a renovação das concessões das usinas da Tractebel.

Para referência de vocês, nós no release desse ano estamos trazendo as datas de vencimento das nossas concessões. Para ter uma idéia, nossa primeira concessão vincenda é a da própria Tractebel Energia da época da privatização da Gerasul. Ela vencerá no dia 27 de setembro de 2028, ou seja, nós temos alguns anos de tranquilidade até que venhamos a ter o advento da renovação da concessão que poderá se dar em condições diferentes das que hoje são tratadas pela MP.

Haverá uma redução de encargos (principalmente RGR, CCC e CDE) para todos os consumidores. Isso vai gerar um barateamento da energia e eventualmente um aumento de consumo daqueles que marginalmente estavam ineficientes, não competitivos, que passam a ter uma possibilidade de estarem competitivos aumentando então, assim, a sua produção e derivando então um consumo de energia mais alto.

Essas prorrogações de concessão e essas reduções de custo serão sentidas pelos consumidores no mercado regulado principalmente, e os do mercado livre terão o benefício da redução dos encargos. Isso vai ser sentido a partir de 2013 nas novas tarifas que vão ser divulgadas pelo governo.

É importante também frisar que nessa medida foi confirmado então o reembolso do carvão mineral através da CDE. Isso impacta positivamente, isso garante o status quo das usinas termoelétricas da Tractebel Energia. Então vamos continuar operando as nossas usinas e fazendo jus ao reembolso do carvão para sua operação. Esse é um subsídio que é um subsídio para a indústria carbonífera nacional que tem um carvão de baixa qualidade, pouca

competitividade, mas existe aí um aspecto social na manutenção dos empregos principalmente nas usinas aqui, nas minas do sul do país.

Passamos então para o slide 7 onde a gente apresenta o organograma de controle. A modificação que nós temos aqui nesse organograma é a mudança do nome de International Power para GDF SUEZ Energy International.

Então consolida aí, finaliza o processo de aquisição e a absorção da International Power que começou lá em 2010 com a compra de 70% da International Power no mercado, depois nós tivemos o fechamento de capital da International Power em junho deste ano e conclui-se o processo então de absorção da International Power pela GDF SUEZ através então da mudança do nome, da razão social da empresa e da identidade do grupo voltando a ser GDF SUEZ inclusive nas suas atividades internacionais.

Outro elemento importante aqui nesse organograma é a aquisição da participação de 9,9% pela GDF SUEZ Latina America, a participação de 9,9 da Camargo Corrêa na Energia Sustentável do Brasil.

Passamos então ao slide 8, o desenho que apresenta a nossa composição de usinas, a nossa participação e a nossa presença nacional. Nós estamos com 81% da nossa capacidade em hidrelétricas, 2% em complementares - ou seja, 83% de energia renovável no nosso mix - e 17% de termoelétricas.

Esse nosso mix de energia nos permite capturar, como vocês puderam ver agora nesse trimestre, oportunidades e nos proteger dos humores da hidrologia. A hidrologia vai mal, a gente tem um processo também de alocação de energia. A gente passa a gerar nas nossas termoelétricas, então nos protegendo contra esse aumento de custo no mercado spot.

A empresa apresenta cada vez um caráter mais nacional com expansão em todo país da sua origem local, estabelecida no sul do país. Então um movimento de mudança para uma empresa cada vez mais nacional com expansão para as diversas regiões do país.

E mais um elemento importante nesse slide é a nossa característica de crescimento com disciplina, onde vocês podem ver que a empresa cresce em alguns momentos e em outros não, e por que não? Porque às vezes o mercado não apresenta condições satisfatórias de rentabilidade desse investimento. Então ocorreu isso em 2002 a 2006, no pós-racionamento onde a demanda caiu, os preços caíram barbaramente e a gente voltou a crescer a partir de 2006, 2007 quando o mercado apresentou boas condições.

Então essa é a filosofia do grupo: de tomar decisões de investimento racionais, garantindo rentabilidade para seus investidores.

No slide 9 a nossa posição de liderança cada vez mais consolidada. A grande alteração aqui é exatamente aquela da participação, do aumento da participação em Jirau, então aumentando a nossa perspectiva de liderança, ainda mais de liderança no mercado, liderança essa que a gente espera manter e nos posiciona bastante bem para a captura de eventuais oportunidades no mercado.

No slide 10 o nosso portfólio balanceado entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras. Vocês vão notar, quem acompanha os nossos calls e os nossos relatórios, uma mudança do segundo trimestre para terceiro trimestre: nós fizemos um restatement a partir de 2011 da composição dos clientes livres e comercializadoras.

A gente observou no trimestre passado - e não deu tempo da gente revisar isso no próprio trimestre - que estava havendo uma migração grande de contratos de clientes livres para as suas comercializadoras cativas. Com isso houve uma certa distorção da posição cliente livre/comercializadora e nós tivemos um aumento exagerado no nosso percentual de participação das comercializadoras.

Ao analisar vimos que exatamente era um instrumento que os clientes livres estavam usando de comprar energia cada vez mais através das suas comercializadoras e poder ter mais flexibilidade na divisão dessa energia nas suas unidades operacionais.

Então nós, a partir desse trimestre nós restabelecemos, fizermos o restatement dessa posição e vocês então vão ter uma visão pouco mais clara, ou seja: quando comercializadoras ligadas a consumidores livres elas vão estar classificadas agora como clientes livres na parte laranja do nosso gráfico. Essa é a principal mudança.

Vocês vêem então que nós estamos fortalecendo cada vez mais essa ligação com o cliente final, com o cliente livre final. Isso é importante para nós como uma maneira de escoamento da nossa energia existente não deixando energia para ser liquidada nos leilões de A-1 onde os leilões são populados por empresas com menor capacidade comercial e tendem a ter preços cada vez mais baixos.

Passando para o slide da página 11, como a gente dá muito valor à nossa posição com clientes livres vocês vão notar que nós temos um portfólio bastante diversificado, é uma estratégia para diminuir a nossa exposição a um risco específico, que aliada a uma política de crédito restrita com garantias satisfatórias nos dá um nível muito baixo de inadimplência junto a esses clientes.

Nesse slide vocês também vão notar que existe um impacto dessa reclassificação de clientes livres e então a nossa posição de clientes livres de

1.285 MW médios vendidos no trimestre passado passa a 1.497 MW médios nesse trimestre.

Passando então ao slide 13 onde a gente dá um panorama geral sobre o mercado. A gente vê com clareza aqui esse aumento da participação da termoeletricidade e atraso na implantação dos projetos, preferência também pela construção de hidrelétricas com pequena capacidade de armazenamento e adoção de procedimentos de aversão ao risco eles podem e têm elevado o preço de energia, e além disso elevar muito e muito a volatilidade do preço spot.

No gráfico do lado esquerdo a gente nota que a gente ainda prevê excessos de oferta, mas os valores já consideram aqui uma revisão de demanda feita pela ONS de aproximadamente 800 MW médios em 2012, ou seja, a gente hoje tem aqui algo em torno de 1.000 MW e poucos de excesso em 2012; mas se nós não tivéssemos tido essa redução de demanda esperada nós estaríamos com uma posição muito apertada, fruto do atraso dos projetos.

Da posição também do trimestre passado para este nós tivemos a retirada na oferta de aproximadamente 1 GW que são oriundos de duas usinas da Multiner e 6 da Bertin que foram retiradas, então, pelo operador das suas previsões de oferta futura.

Bom, do lado direito a gente continua vendo que a curva da demanda continua cruzando a oferta das termoelétricas, então isso faz com que quando você não tem uma oferta hidrelétrica abundante você tenha preços spot bastante elevados. As térmicas que foram agregadas ao sistema são térmicas de alto custo de operação, muitas delas inclusive a óleo combustível e que estão sendo despachados agora nesse momento de PLD (preço de liquidação de diferença) bastante alto.

Passamos então para o slide 15 onde a gente apresenta a nossa posição de energia descontratada. A energia descontratada continua muito baixa. A gente não tem uma grande evolução nos anos onde a gente ainda tem um portfólio razoável (2015, 16, 17), porque o mercado está começando a entender os impactos, vem de um impacto de hidrologia muito favorável em 2011, começou 2012 com um cenário de hidrologia ruim, preços aumentando, e ainda há expectativa da solução da questão das concessões.

Com isso o mercado ficou muito pouco receptivo a contratação. Isso começa a se dissipar um pouco agora, os preços spot começam a empurrar alguns clientes de volta para o mercado e os preços começam a ter uma pequena recuperação ainda não concretizada, mas já observada no nível de propostas que a gente tem se deparado no mercado.

No slide 16 nós temos o nosso tradicional balanço de energia com os principais contratos no mercado regulado. O nosso portfólio não tem grandes alterações, vocês vão notar que a gente tem muito pouca variação. Tem alguma atividade comercial, mas muito pouca, e talvez um ponto marcante é uma pequena redução da margem, isso em função dos níveis de preços que a gente viveu ano passado.

Então a nossa margem entre preço médio de venda e preço médio de compra ficou um pouco menor, mas nada significativo. São ajustes normais de mercado que a gente observa.

Falando um pouco da nossa expansão, a usina de Estreito na sua fase final. A última unidade então entrando em operação até o final do ano, lembrando sempre que a energia assegurada dessa usina foi totalmente vendida no leilão de energia nova em 2007, está começando a entrega agora em 2012, ou seja, o contrato em vigor contribuindo para nosso resultado a um preço bastante satisfatório (quase R$ 162/MWh).

Bom, no slide 20 então a gente fala um pouco sobre Jirau e eu passo então a palavra para o Elio Wolff que vai comentar sobre o projeto.

Sr. Elio Wolff: Bom, bom-dia a todos, mais uma vez aqui com satisfação para falar um pouquinho sobre o projeto de Jirau. Já o slide 20 traz três atualizações importantes: a primeira delas a licença de operação. Vocês devem ter acompanhado através da mídia, dos jornais, que a licença de operação de Jirau foi obtida em 19 de outubro e já nos permite o enchimento do reservatório já tendo em vista a entrada em operação comercial prevista para início de 2013. Com isso a gente atinge 100% da assegurada já no primeiro semestre de 2014. Esse é o cronograma atual do projeto.

O segundo ponto importante desse slide é o financiamento adicional do BNDES que foi confirmado, financiamento da ordem de R$ 2,3 bilhões. Esse financiamento tem suas condições similares ao do financiamento original, taxa de juros TJLP mais spread, TJLP que atualmente está em 5,5%, e o spread um pouco mais do que 2%, na casa dos 2,4%. Essas são as características do financiamento adicional obtido.

Adicionalmente foi feito um ajuste no perfil de pagamento da dívida original. Nessa dívida havia a previsão de início de amortização no segundo semestre de 2012, isso foi ajustado para o cronograma atual do projeto e então essa dívida original passa a ter o início da sua amortização a partir do primeiro semestre de 2013.

O terceiro ponto importante foi adquirido adicionalmente 9,9% do projeto pela GDF Suez, a participação da Camargo. A SUEZ vai passar a ter 60% do projeto.

A saída da Camargo como sócio - isso é importante ressaltar, a Camargo continua com principal contratada da obra - mas a saída da Camargo já estava prevista desde o início.

A condição dessa aquisição for baseada nos aportes de capital corrigidos como está descrito no slide e a conclusão está prevista para esse último trimestre de 2012. Já estamos quase concluindo essa transação.

Passando para o slide 21 algumas atualizações também. Primeiro informações básicas do projeto: capacidade de 3.750, a SUEZ já com 60% como a gente mencionou no slide anterior. Em relação à energia descontratada 73% já está vendida por meio de PPA de trinta anos, de longo prazo, são PPAs indexadas à inflação.

O primeiro deles já começa em janeiro de 13 e atinge em início de 2016 o volume de 1.383 MW médios. Esse PPA a preço de 30 de setembro de R$ 89,70.

O segundo PPA começa em março de 2014 com 209 MW médios, esse segundo PPA no preço de R$ 108/MWh. O saldo, é outra novidade, o saldo da energia disponível foi vendido ao sócios, quer dizer, cada sócio está adquirindo a sua participação na energia descontratada no longo prazo. No caso da GDF SUEZ a gente passou a adquirir 60% dessa energia descontratada.

Então toda essa informação com relação à energia vendida da ESBR pode ser visualizada no gráfico à direita - o gráfico inferior no slide - uma visão de 2016 onde a gente vê em azul escuro o primeiro PPA de 1.383 e em azul mais claro o segundo PPA de 209 MW médios, e depois o PPA dos sócios (da GDF SUEZ 323 correspondente a 60% da energia descontratada, 108 da Eletrosul e 108 da Chesf). Esse é o perfil sobre a ótica da ESBR, quer dizer, a partir de agora os sócios passam a ser responsáveis pela comercialização da energia correspondente à sua participação no projeto.

O Capex nenhuma novidade. O Capex esperado para o projeto continua em 15,4 bilhões.

Um outro ponto importante para ressaltar nesse slide é a questão da obtenção do crédito de carbono que está em andamento, o projeto foi validado e agora aguarda o reconhecimento do governo brasileiro para dar entrada nas Nações Unidas, então isso está relativamente avançado. A gente imagina que até o fim de 2012, início de 2013 possa estar registrado nas Nações Unidas.

E por último a questão da energia assegurada adicional ainda em discussão, os 90 MW médios, e incentivos fiscais que a região propicia para o projeto.

Passando ao slide 22 umas atualizações fotográficas. É sempre importante trazer um pouco de informação visual: a casa de força da margem esquerda, da margem direita e o vertedouro. Então a obra está bastante avançada, tudo isso visando o início de operação comercial já para o início de 2013.

Eu retorno a palavra então ao Eduardo Sattamini para dar continuação à apresentação.

Sr. Eduardo: Vamos retomar então do slide 23 onde a gente volta a falar dos projetos que estão sendo desenvolvidos dentro da própria Tractebel. Falando então dos projetos eólicos do Porto Delta e do Complexo Eólico Trairi. Porto Delta a gente teve um pequeno problema com a emissão da licença e ele se desgarrou dos demais. Essa licença só foi liberada no dia 18 de junho enquanto os outros já tinham começado a sua construção já no final de 2011.

Então os quatro parques de Trairi continuam em construção em ritmo acelerado. A previsão de entrada em operação é agora no primeiro semestre de 2013. Já estamos com a fábrica de torres instaladas no local, grande parte das fundações, o recebimento de vários dos equipamentos já no site.

E a gente passa então ao desempenho financeiro na página 25. Nesse primeiro slide na página 25 a gente ressalta o forte desempenho da companhia. A gente apresenta aí o resultado dos últimos três anos, crescente em receita, em Ebitda e lucro líquido - mas isso já é um comportamento observado já nos últimos oito anos, principalmente no lucro líquido. O lucro líquido vem se superando anualmente.

Passando então para o detalhamento desses principais agregados na página 26 a gente fala da evolução da receita líquida. Como mencionamos no primeiro slide, grande parte da contribuição do aumento da receita líquida veio das operações na câmara de comercialização de energia elétrica. A gente teve um aumento, como já foi dito, do PLD médio trimestral de R$ 20/MWh lá no ano de 2011, no terceiro trimestre de 2011, para 131 no terceiro trimestre de 2012.

Nós tivemos um aumento da geração térmica que aumentou então a nossa posição credora na câmara de comercialização. Tivemos a energia secundária que também contribuiu nesse trimestre para nossa posição credora, e com isso nós tivemos uma receita total no terceiro trimestre de 2012 de R$ 117,3 milhões.

Esse foi o principal fator, mas o preço médio de venda passando de 125 para aproximadamente R$ 133/MWh (lembrando que esse preço é o preço líquido de taxas) e quando comparado com os preços de leilões e preços de mercado a gente tem sempre que pensar que se tem que agregar o PIS/Cofins da ordem de 10% (9,25%), mas eles contribuíram com R$ 56 milhões para o aumento da nossa receita.

O volume de venda com 0,7% de aumento de volume contribuiu com 50 milhões e nós extraímos sempre aqui a contribuição de Estreito por ser um projeto novo. Provavelmente a partir do ano que vem a gente não deverá apresentar Estreito porque Estreito deixa de ser um projeto em implementação para ser um projeto definido dentro do portfólio da companhia.

E tivemos a redução, com a gente já mencionou, a nossa geração térmica se destinou para o atendimento do SIN e não para o atendimento das necessidades de exportação, então nós tivemos uma redução bastante significativa na exportação caindo então 87 milhões da receita em função disso. Então no contexto a gente alcançou um aumento de 12,7% na evolução da receita líquida.

Passando para o Ebitda mais uma vez a contribuição da CCEE. Basicamente não houve diferença nas compras, uma diferença muito pequena que não chegou a influenciar, então, o resultado, a contribuição para o Ebitda.

Tivemos 37 milhões advindos então das operações, Estreito com 30 milhões, ou seja, apresentando marginalmente uma margem de 90%. A margem hoje do projeto como um todo é 82%, a margem Ebitda é 82% e era da ordem de 75% no início do ano. Mas com 90% dessa nova geração marginal nós estamos chegando a uma margem anual de 82%. E a exportação mais uma vez aqui o efeito dela, na redução da exportação, contribuindo para baixar o Ebitda.

A evolução do lucro líquido mais uma vez CCEE, operações; nós tivemos um aumento de custo na questão de Estreito muito grande. Estreito entrando em operação com todas as máquinas nós passamos a ter uma depreciação integral dos ativos. Com isso a gente teve marginalmente uma contribuição muito pequena de Estreito.

Nós tivemos um aumento de inflação e com isso uma despesa maior das concessões a pagar também relativo aos projetos.

Então um lucro líquido passa de 332 no terceiro trimestre de 2011 para 392 no terceiro trimestre de 2012 com um aumento de 18,1%.

Passando então para a página 29 onde a gente fala dos principais drivers financeiros, basicamente um resumo de tudo o que já foi dito. Talvez as principais coisas a mencionar seriam a questão do aumento de margem, o robusto lucro líquido e o crescente preço médio de venda. Talvez sejam as coisas que seriam efetivamente drivers, os outros seriam resultados desses drivers.

Passando para a página 30 nós temos um quadro do nosso endividamento. O nosso endividamento hoje eu diria que ele está em um nível até não eficiente,

um endividamento muito baixo de 1,2x o Ebitda apenas como endividamento bruto.

Mas isso é em função da gente estar preparando a companhia - e já vem preparando ela há quase dois anos - para poder absorver a aquisição de Jirau. Nós vamos estar muito provavelmente iniciando um processo no momento em que o controlador trouxer o projeto para aprovação do conselho, ou seja, a proposta para ser avaliada pelo conselho. Isso deve ocorrer no início do ano que vem e aí vamos ter então o momento em que o comitê de partes relacionadas (que é a governança criada em 2010 pela companhia e pelo controlador) vai estar sendo formado para avaliar as condições da transação.

Então por causa dessa expectativa de aquisição de Jirau nós estamos preparando a companhia e temos tido então uma estrutura de capital que eu diria, hoje, ineficiente com 1,2x Ebitda como índice de dívida bruta total/Ebitda.

Continuamos com uma forte geração de caixa. Funds from Operation pulando de 2,146 bilhões do trimestre passado para esse trimestre 2,390 bilhões, uma robusta evolução da geração de caixa que pode ser observada também no slide número 31 quando a gente demonstra a nossa evolução da dívida líquida, a geração de caixa através das atividades operacionais de 870 milhões.

Nesse mesmo gráfico a gente pode observar que tivemos então uma evolução da dívida líquida de 2,4%. Ela aumentou um pouco principalmente pelo pagamento de dividendos ocorridos em setembro, que foram 100% dos lucros do primeiro semestre.

Nós tivemos também investimentos feitos não em volume muito grande (foram R$ 69 milhões). Tivemos variação de capital de giro, juros líquidos e outras contribuições para chegar a esse resultado de crescimento da dívida líquida de 2,4.

Falando um pouco do perfil da nossa dívida ele é um perfil bastante confortável. Nós temos uma concentração pequena em 2013, 2014 fruto da operação de 4131 que fizemos no ano passado e do vencimento da debênture da segunda emissão que acontece até o final de 2014.

Após 2014 então voltamos a ter um nível normal de amortização dos nossos empréstimos de longuíssimo prazo feitos com o BNDES e esse perfil de dívida mais longa, dívida atrelada à TJLP do BNDES, vai mostrar que também o nosso custo médio de dívida vem caindo. O trimestre passado nós tínhamos 8,8% de dívida em reais e caiu para 8,4, em euros nós tínhamos 3,9 e caiu para 3,4 e em dólar o custo se manteve em 5%.

Mas ressaltando: temos cada vez mais uma participação da TJLP na nossa composição de endividamento de moeda nacional e isso é uma tendência dado que o financiamento de longo prazo em infra-estrutura vem do BNDES.

Com relação ao investimento na página 33 a gente pode ver que não teve uma grande alteração do trimestre passado para este. O investimento de 2012 segue em curso, com os principais componentes sendo as usinas eólicas lá do Trairi, onde nós estamos prevendo gastar até o final de 2012 um pouco mais de 400 milhões.

O Capex de manutenção é da ordem de 110, R$ 115 milhões. Tem os investimentos ainda para finalização de Estreito da ordem de 140 e isso vai totalizar os R$ 663 milhões de investimentos em 2012.

2013 nós continuamos então o término das eólicas, mais algo em torno de 200 milhões. Nós vamos ter um Capex de manutenção um pouco maior; nós vamos estar começando a reforma de Salto Santiago, nós temos que fazer uma troca dos geradores e vamos fazer uma troca de rotor provavelmente com um ganho de energia. Isso ainda está em processo de aprovação e tão logo a gente tenha a confirmação a gente vai voltar ao mercado com essa informação um pouco mais detalhada.

2013 tem também um valor que foi retido do lucro de 2010, foram 512 milhões relativos à caixa guardado para a aquisição de Jirau, e nossa responsabilidade é manter isso na provisão de investimentos já que esses lucros foram retidos. Isso não é nenhuma indicação de qual é o valor a ser pago por Jirau mas é uma mera aplicação da obrigação de fazer o disclaimer e a apresentação de valores retidos com a destinação deles no investimento futuro.

2014 basicamente é Capex de manutenção, dando continuidade à operação de mudança, de troca de geradores e de rotor da usina de Salto Santiago.

Com relação à política de dividendos a nossa política mínima estatutária legal é de 30%. O mínimo compromissado com o mercado é de 55 e a gente já deve estar muito próximo desse percentual. Nós distribuímos esse ano 690 relativos a 100% do primeiro semestre que vocês podem ver.

Aprovamos a distribuição de juros sobre capital próprio de 276 milhões, então já estamos com um payout já anunciado e comprometido para 2012, de 966 milhões, que sobre o lucro do ano até o terceiro trimestre de 1,066 bilhões representa algo em torno de 91% de payout já comprometido com o lucro desse ano.

Então essa é a apresentação nossa para o trimestre e a gente está aberto para as perguntas e respostas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Com licença senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um. Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois.

Com licença, lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Com licença, nossa primeira pergunta vem do Sr. Felipe Leal, Merrill Lynch.

Sr. Diego Moreno: Bom dia a todos, na verdade é Diego Moreno. Eu tenho duas perguntas, a primeira é referente à transferência de Jirau. Eu queria entender, como vocês têm indicado a expectativa é que aconteça no ano que vem, só sobre essa questão dos 27% da energia que ainda não está contratada. Eu queria saber se para ocorrer a transferência a energia precisa efetivamente já estar contratada ou vocês estão trabalhando com a hipótese de transferir e depois então que vocês fariam a venda dessa energia e assumiriam, eu imagino, algum preço para embutir no valuation que vocês vão acordar?

E a segunda pergunta é mais referente à estratégia de longo prazo, porque a gente está vendo que Estreito praticamente está finalizado, as obras ali das eólicas que são usinas menores também já estão bem avançadas e Jirau vai ser eventualmente transferido já com a usina em operação, então praticamente não vai ter nem um grande projeto ainda em construção, em desenvolvimento.

Então eu queria saber da companhia qual é a expectativa, se vocês ainda estão vendo boas oportunidades de crescimento, se vocês imaginam que os leilões do ano que vem vão ter boas usinas para eventualmente vocês bidarem ou participarem ou se vocês estão vendo agora mais um momento em que vocês não estão enxergando grandes oportunidades de investimento como ocorreu no período de 2003 a 2006 como vocês comentaram, e aí um foco de fato vai ser mais na distribuição de dividendos só para entender um pouco mais a estratégia. Obrigado.

Sr. Eduardo: Vamos para a primeira pergunta em relação à dependência da transferência de Jirau à venda de 27% da energia ainda disponível para venda no projeto. Não, não depende; é óbvio que quanto maior o percentual dessa energia vendida mais fácil, porque diminui uma variável para ser discutida.

Mas não, mesmo que exista um percentual razoável de energia a energia vendida no mercado livre tem um prazo de venda. Sempre vai haver a necessidade de você estimar e usar uma premissa para o restante da energia. Então não é um impedimento, absolutamente.

Na verdade a questão da postergação foi muito mais em função da necessidade de clareza com relação ao nível de alavancagem do projeto que já foi solucionado com a assinatura do BNDES, à questão da licença de operação que foi obtida. Então isso tudo foi trazendo a data mais para frente. Então já que você está muito próximo da data de operação por que não começar a discussão ali no início do ano quando a usina está começando a operação?

Mas a questão é a venda de energia. A venda de energia é importante? É importante, mas ela vai ser tratada de alguma maneira na hora da negociação e vai ter um acerto com relação à premissa que deve ser utilizada para a precificação.

No segundo aspecto, a questão de estratégia de longo prazo, é verdade; pós-Jirau não existe nenhum grande projeto sendo desenvolvido a não ser esses pequenos projetos sendo desenvolvidos internamente. Isso é muito sinal do que veio acontecendo no mercado nos últimos anos: um comportamento bastante agressivo por parte dos competidores aceitando taxas de retorno que nós considerávamos na nossa perspectiva abaixo do risco do projeto, não remunerando adequadamente o risco do projeto.

E nós, como a gente diz, temos uma disciplina financeira muito forte e preferimos ficar fora de projetos de baixa rentabilidade. Então isso é um reflexo, sim, mas nós estamos trabalhando dentro do grupo em vários projetos, em projetos de hidrelétricas através do pessoal da GDF SUEZ, em projetos termoelétricos dentro da própria Tractebel Energia, alguns em conjunto com a GDF SUEZ, em projetos de biomassa.

Ou seja, em todos os tipos de fontes nós temos projetos em desenvolvimento para que nós estejamos preparados para na hora que o mercado venha a ter um comportamento mais racional, mais técnico na decisão de investimento, nós possamos aproveitar a oportunidade.

É difícil imaginar que uma empresa com a escala que tem a Tractebel, a maior produtora independente do país, com acesso AAA, com acesso a capital barato, não consiga ser competitiva no mercado a não ser por um comportamento um pouco mais agressivo dos seus competidores, eu diria até comprando participação no mercado, comprando sua entrada no mercado.

Então eu acredito que essa solução do nosso crescimento vai começar a se dar. Talvez um dos motivadores, um dos gatilhos para isso, será esse entendimento de que o mercado na hora que você não entrega uma série de projetos, na hora em que você atrasa o suprimento, a qualidade do empreendedor também é bastante importante na hora do detentor da política de crescimento tomar a decisão.

Então eu acredito que a gente vá ter um crescimento, a gente está se preparando para isso e o mercado vai voltar a um comportamento mais racional no futuro próximo.

Sr. Moreno: Ok muito claro, obrigado.

Operadora: Com licença, a nossa próxima pergunta vem da Sra. Marina Fernanda de Lorenzi, JP Morgan.

Sr. Pedro Manfredini: Oi bom dia a todos, na verdade quem fala é Pedro Manfredini. Eu tenho uma pergunta bem rápida para vocês: vocês comentaram na parte do balanço de compra e venda de energia a questão das margens. Isso me chamou um pouquinho a atenção porque o que a gente viu nos últimos trimestres foi essa margem ou subindo, ou você tendo uma manutenção a preços mais altos. E o que me chama a atenção principalmente é uma redução na margem no último período que vocês abrem, que se não me engano é 2014.

Eu queria entender um pouquinho melhor o porquê disso, sendo que no período você teve uma venda de energia adicional muito pequena, se não me engano de 40 MW médios no período. Eu só queria entender um pouquinho como funciona isso e se essa diminuição no spread no último período ela é significativa e como vocês vêem isso.

Sr. Eduardo: Na verdade porque você está olhando isso também acontecendo ali em 2014 e vai acontecer também em 2015, 2016, é que a gente não apresenta de uma forma completa, até porque perde um pouco, quanto mais longe ele perde um pouco da qualidade de informação.

O que acontece? A gente já comentou com o mercado que no ano de 2011 por causa da hidrologia muito baixa, por causa da expectativa do excesso de oferta, os preços de mercado estavam muito baixos, chegaram a níveis de 85, R$ 90/MWh.

Nós estávamos confortavelmente vendidos para os anos seguintes; mas de alguma forma alguns clientes nossos que tinham altos volumes vieram à nossa empresa para discutir, talvez, algum tipo de mecanismo que pudesse fazer com que eles capturassem um pouco da baixa de preço de mercado.

E o que nós fizemos foi um sistema de compensação onde a gente aumentou talvez o prazo de contrato futuro ou contratou energia um pouco mais adiante dentro de um nível de preço um pouco maior do que o nível que a gente previa no futuro e em compensação a gente deu algum tipo de desconto no preço de mercado da energia vendida para esses clientes no ano corrente, nos anos mais próximos.

Então isso foi uma compensação. A gente sempre fazia uma análise de ganha - ganha, ou seja, como é que nós podemos atender os nossos clientes sem prejudicar a nossa estratégia.

Então a gente acabou dando um pouco de margem no presente para capturar um pouco mais de margem do futuro. Então isso foi um movimento que ocorreu, ele ocorreu fortemente em função do assédio desses clientes por parte das comercializadoras no ano de 2011, início deste ano, por quê?

Porque as comercializadoras estavam expostas no mercado, comprando no mercado spot, vendendo contratos de longo prazo, então elas estavam criando uma competição muito forte no mercado.

Então nós tentamos nos ajustar a essa competição. Isso foi um movimento observado em 2011, de início de 2012, mas parou em 2012 agora a partir de meados do ano com esse spot muito alto. Tirou a possibilidade desse tipo de arbitragem das comercializadoras e então esse movimento artificial de pressão, porque na verdade é uma pressão daqueles que estão dispostos a um nível de risco muito mais alto, porque na hora que ele vende contratos de prazo mais longo com base em compras no mercado de curto prazo eles estão se expondo a um risco muito grande, a um risco de descompasso entre compra e venda, de preço de compra e venda muito grande.

Isso está acontecendo, até observamos no mercado um nível razoável de inadimplência. Então essa pressão nós tivemos, sim. Adaptamos nosso portfólio a isso, mas como eu disse não teve um impacto muito significativo e demonstra a nossa maneira de tratar o mercado, buscando sempre soluções que sejam soluções ganha - ganha com os nossos clientes.

Sr. Manfredini: Ok obrigado Sattamini. Eu só queria tirar uma dúvida, de repente acho que o Elio pode me esclarecer, na questão dos contratos de venda de energia de Jirau. Ele comentou que cada sócio já começa agora a herdar os contratos sobressalentes de Jirau.

Eu só queria saber como é que funciona isso, como que é o trâmite disso para você fazer a venda depois desse contrato, se numa possível transferência esse contrato pode continuar dentro da GDF SUEZ e não ser transferido, essa obrigação de venda de energia para a própria Tractebel.

Eu só queria entender um pouco como é que funciona nesses dois ângulos.

Sr. Elio: Bom, conceitualmente um dos grandes upsides do projeto é a comercialização de energia, e a Tractebel logicamente é a empresa do grupo mais capacitada para fazer essa venda. Então logicamente que no momento da transferência do projeto para a Tractebel é de interesse do grupo também que a

Tractebel passe a comercializar essa energia, essa participação da energia do grupo no projeto de Jirau.

Então basicamente esse, não um compromisso, mas essa possibilidade de vender essa energia também passa a ser da Tractebel.

Sr. Pedro: Ok tá bom. Obrigado Elio, obrigado Sattamini.

Sr. Eduardo: De nada, Pedro.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gabriel Laera, Banco Espírito Santo.

Com licença Sr. Gabriel, sua linha está aberta.

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gabriel Salas, JP Morgan.

Sr. Gabriel Salas: Oi perdão, o meu português é muito ruim.

Se vocês não se importarem, eu vou fazer a pergunta em inglês, mas depois vocês podem voltar para o português porque eu entendo. A minha pergunta é mais em relação a Jirau. Eu sei um pouco sobre a cor no PPA in Jirau, a Controladora e os acionistas. Eu gostaria de saber um pouco mais sobre isso, se vocês podem nos dar um pouquinho mais de informação em termos de preço, opção, quem tem o direito incorporar ou não, se você pudesse dar uma pequena explicação sobre isso.

E a outra pergunta que eu tenho é em relação à sustentabilidade dos dividendos. Vocês estão gerando um Ebitda atual de R$ 3 bilhões por ano e a dívida líquida é também de R$ 3 bilhões.

Com o novo financiamento do BNDES a porção de Jirau é de mais ou menos R$ 6 bilhões, o que quer dizer um valor contábil da porção da GDF SUEZ seria de R$ 3,6 bilhões. Vocês precisam acumular mais caixa para adquirir Jirau ou vocês podem simplesmente usar o balanço alocando isso para o seu pagamento de dividendos?

Sr. Eduardo: Bom. É confuso fazer a pergunta em inglês e aí ser traduzido no momento porque a gente acaba não prestando atenção em nenhuma das duas, mas vamos tentar.

A primeira questão eu acho com relação a preço de venda para os acionistas - talvez o Elio me corrija se eu estiver errado - na verdade como o acionista ele compra e revende na verdade a diferença de preço é irrelevante, porque na verdade dentro das suas participações dentro da própria empresa de propósito

específico que é a ESBR, então eu estou tirando de um bolso, botando no outro para depois receber de volta via dividendos.

Então a transação de preço aí não faz diferença, não tem uma ineficiência gerada, na verdade o que importa é o preço que cada um dos sponsors do projeto, cada um dos investidores do projeto vão vender a sua energia. Esse é o preço que importa para o econômico do projeto.

Na verdade o que está se fazendo aí basicamente é transformando, dando uma cara de project finance numa estrutura de corporate guarantee, numa garantia corporativa. Então acho que se eu entendi bem a primeira pergunta é mais ou menos isso a resposta.

E a segunda é com relação à capacidade de absorção de Jirau dentro do balanço da Tractebel Energia, dentro dos seus covenants, e se a gente vai precisar de mais caixa ou não, se a gente vai precisar reter caixa.

Até agora a nossa estratégia foi, como o projeto ainda não foi transferido e na hora que ele for começar a ser discutido, que é no início do ano que vem, nós ainda vamos levar um bom tempo e nós vamos estar gerando algo mais do que R$ 3 bilhões de caixa, e nós vamos estar dentro também desse prazo amortizando algumas das nossas dívidas, diminuindo o nosso endividamento total, o que vai acontecer?

Nosso planejamento é que a gente vai ter espaço para adquirir o projeto com dívida sem atingir os nossos covenants. Se por alguma razão isso não ocorrer o que nós temos como alternativa é ou fazer uma transação negociada com o controlador.

Lembro que o controlador tem interesse na transação, ele tem interesse na manutenção da solidez financeira da sua controlada Tractebel Energia. Ele já fez no passado em vários momentos a postergação da transferência ou do settlement de caixa ou do acerto de caixa da transferência, então a gente não vê nenhum problema de liquidez da companhia.

Isso é muito claro, isso já é inclusive retratado nas agências de rating, ou seja, elas consideram essa transferência feita e o entendimento que eles têm das conversas com o controlador quanto a essa transferência. Então eles estão tranquilos com relação a isso e nós também.

Então eu acho que com relação a essa capacidade de caixa e à questão do covenant eu acho que a resposta seria essa.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Alexandre Kogake, Citigroup.

Sr. Alexandre Kogake: Oi bom dia, Sattamini, Elio e Previtali. A primeira pergunta eu volto à parte de crescimento do início do call. Hoje o ONS apresentou um estudo para um leilão específico da região sul, foco especialmente em térmicas. Eu queria saber a visão da companhia em relação a esse tópico e como vocês vão se posicionar.

E a segunda pergunta é em relação ao resultado na CCEE. A gente vê ainda o PLD num patamar bem alto no mês de outubro, nas últimas semanas, e o despacho de térmicas também. Eu queria saber de vocês qual é a expectativa de resultados na CCEE para o quarto trimestre, se deve ser tão forte quanto no terceiro. Obrigado.

Sr. Eduardo: Com relação à primeira o nosso entendimento e da ONS é que ela tem demandas específicas em algumas regiões, ela tem necessidade ou de fazer investimento em transmissão para você poder atender determinados mercados ou você faz leilões específicos, regionais.

Ela está com uma proposta para fazer leilões regionais. A gente já vem acompanhando isso há algum tempo e a nossa posição é a de que se houver leilões regionais principalmente na região sul em térmica nós vamos estar posicionados.

Nós temos aqui até, eu acredito, uma vantagem comparativa com os outros competidores. Temos alguns projetos que estão sendo trabalhados tanto em termoelétrica a gás quanto termoelétrica a carvão, estou entendendo que o governo não está falando em carvão e sim em gás. Nós vamos estar posicionados.

Com relação à segunda questão obviamente o preço PLD estando alto as nossas térmicas são despachados e elas sendo despachadas se eu estiver aumentando a minha posição comprada na CCEE eu vou estar gerando a possibilidade de liquidar por preços altos, eu vou estar tendo um resultado alto.

A previsão é que continue PLD elevado, inclusive com aumento substancial. Essa é a nossa expectativa para semana que vem dado o CMO (hoje preço está da ordem de 290 e a gente acredita que vai voltar acima dos 300 e tanto). A gente não tem exatamente o valor, mas deve vir acima dos 300.

E as nossas térmicas estão sendo despachadas na sua totalidade, então isso deve ser positivo. Não sei se isso vai continuar até novembro; mas outubro o cenário deve ser parecido com o que a gente tem visto nessa primeira semana, nessas primeiras semanas.

Sr. Alexandre: Ok e Sattamini só voltando à primeira pergunta: qual é o estágio de desenvolvimento da térmica a gás de vocês? Quanto tempo precisaria para

ela estar pronta para um eventual leilão e se vocês já começaram a buscar alguma coisa de suprimento...

Sr. Eduardo: O ponto mais importante é que nós não temos a licença; então se nós não temos licença leva-se algum tempo. Tem algumas alternativas mais rápidas mas aí a gente deixa o pessoal de desenvolvimento discutir para não criar expectativa.

Sr. Alexandre: Tá ok, muito obrigado e bom dia.

Operadora: Nossa próxima pergunta vem do Sr. Gabriel Laera, Banco Espírito Santo.

Sr. Gabriel Laera: Bom dia, obrigado pelo call. Eu tenho três perguntas. Eu sei que uma boa parte já foi tratada, mas eu queria saber primeiro sobre Jirau. Eu vejo no balanço da Chesf os números do consórcio ESBR e eu estou acompanhando que já foram aportados do total de 15,4 bi algo em torno de R$ 11,5 bi, faltando aí então 3,94 bi a serem aportados.

Desses 3,94 bi 2,3 já estão contratadas com o BNDES a princípio. Então minha pergunta é se esses 1,6 bi que faltam viriam de mais dívida ou aporte dos atuais sócios ou poderia ser desenhado aí na entrada dos 60 fechar essa conta, não sei, enfim, era essa a primeira pergunta.

Sr. Eduardo: Bom, Elio você quer pegar? Eu vou tentar, posso tentar responder aqui, não sei se o Elio vai complementar. É natural que o aporte seja feito pelos sócios. É capital próprio mais financiamento.

Sr. Laera: Vocês não tem mais nada para vir de financiamento, então o próximo é via aporte encarecendo o preço da transferência na frente.

Sr. Eduardo: Desculpa, você poderia repetir?

Sr. Laera: Eu estou pensando aqui no quanto vocês vão ter que pagar lá frente, então quanto mais aportado mais vocês vão ter que pagar, porque vocês vão comprar 60% da brincadeira e a minha dúvida é essa.

Sr. Eduardo: É aquela história: o custo total é o custo total; se forem 15 bilhões e eu comprar tudo com dívida e tira 60% disso são 9 bilhões de dívida, seja o aporte feito antes ou não, seja equity ou seja dívida eu vou absorver a dívida ou vou ter que pagar o equity. Eu posso pagar o equity com dívida ou com caixa, a equação fecha da mesma maneira.

Sr. Laera: Perfeito, perfeito. Tá bom, essa é a primeira pergunta. A segunda seria como a destinação da energia de 80% do parque da Cesp a partir do ano

que vem para o ACR, como previsto na MP 579 até agora escrito atrapalharia a vida da Tractebel na contratação futura - ou não?

Sr. Eduardo: Não; na verdade tende a facilitar. Se você está tirando energia que está vendida no mercado livre - e alguma energia da Cesp está no mercado livre - e se você jogar no mercado regulado você está desatendendo alguém: ou a própria Cesp, que vai ter que comprar o a energia para atender os seus contratos, ou ela vai ter que abrir mão de contratos e alguém vai ter que nos procurar ou procurar outro fornecedor que tenha energia disponível para poder recompor a sua carteira e de não estar exposto a estar descontratado. Então a tendência é que isso nos ajude.

Sr. Laera: Vocês não tem nada contratado com a Cesp, então, nesse período?

Sr. Eduardo: Como assim contratado com a Cesp nesse período?

Sr. Laera: Vocês não estão contando com nenhum lastro dela nesse período então?

Sr. Eduardo: Nós até temos um contrato com a Cesp nesse período; mas esse é um contrato com preço bastante bom para a Cesp, e se por alguma razão ela não tiver como nos servir o que vai acontecer é que vai substituir talvez ou por energia nossa ou até a própria energia de Jirau.

Sr. Laera: Perfeito, mas tamanho disso não pode abrir?

Sr. Eduardo: Não, eu não posso abrir essas informações.

Sr. Laera: Perfeito e minha última pergunta é Tapajós, se vocês têm algum pensamento sobre o potencial hidrelétrico de Tapajós ou não, ou nem está no radar de vocês?

Sr. Eduardo: Tapajós está. A gente está participando lá do grupo em São Luiz de Tapajós, um grupo grande que foi montado para fazer a avaliação daquele projeto. Eu acho que quase todos os principais players do setor estão trabalhando conjuntamente para identificar a oportunidade do Tapajós e a viabilidade do projeto.

Então, estamos lá, estamos olhando. São Luiz é um projeto grande: são 6.000 MW se não me engano e deve ser feito algum sistema de consórcio de grandes empresas, produtores independentes, auto-produtores, empresas estatais.

Sr. Laera: Perfeito. Lá você tem... realmente não acompanhei em detalhe o último parecer; mas é com reservatório ou fio d'água lá? Vocês têm idéia?

Sr. Eduardo: Olha, eu também não acompanho por que esses projetos hidrelétrico são feitos na GDF Suez; mas a tendência tem sido fio d'água. Eu acredito que seja com reservatório pequeno, mas não de regularização; um reservatório em função da necessidade de queda mínima.

Sr. Laera: Ótimo, muito obrigado, muito obrigado mesmo.

Operadora: Com licença senhoras e senhores, lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um. Novamente, para fazer perguntas basta digitar asterisco um.

Nossa próxima pergunta vem do Sr. Marcio Loureiro, Votorantim Corretora.

Sr. Marcio Loureiro: Boa tarde a todos, obrigado pelo call, Sattamini, Previtali. Minha pergunta é um pouco em cima da MP 579 no sentido do seguinte: nós não temos nada resolvido nem acordado; mas por exemplo vai haver uma nova modalidade dessa questão da gestão de ativos que seria a gestão dos operadores desses ativos que vão teoricamente retornar para o governo caso de fato essas três usinas que a Cemig não renovou vá a um novo leilão.

Como é que vocês vislumbram, vêem essa possibilidade de ter uma nova modalidade, digamos assim, de serem operadores de ativos? Isso faz sentido para vocês? Vocês pararam para pensar nisso ou ainda é muito... o estágio dela está muito inicial para vocês pensarem sobre essa hipótese?

Sr. Eduardo: Não paramos para pensar, mas o assunto já começou a ser discutido de alguma maneira. É óbvio, vai depender do que a gente imagina que seja... primeiro como é que é a estrutura de tarifas, quanto é o *management fee*, qual é o *fee* de gestão, se a gente de alguma maneira consegue, dentro da estrutura de tarifa, obter ganhos e durante a operação com não, quão perenes esses ganhos vão ser, quais são os riscos envolvidos.

Quer dizer, a gente não conhece esse contrato de operação que o governo vai propor então a gente não pode se posicionar que vai o que não vai; mas a gente vai olhar e pode ser que seja interessante, pode ser que agregue margem, pode ser que nos reduza o custo através de uma escala maior.

Então a gente vai olhar. Não te dou certeza que a gente vai bidar mas a que gente vai olhar eu acho que vai olhar. Se eles vierem a mercado por que não?

Sr. Loureiro: Ok muito obrigado.

Operadora: Com licença senhoras e senhores, encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Eduardo Sattamini para as considerações finais. Por favor Sr. Eduardo pode prosseguir.

Sr. Eduardo: Bom, eu gostaria de agradecer a todos a participação no nosso call, as perguntas. Tivemos hoje um volume razoável de perguntas, perguntas interessantes, pertinentes, e gostaria de convidá-los para o ano que vem, dia 8 de fevereiro nós vamos estar anunciando o resultado de 2012 e esperamos que estejamos aqui para dar excelentes notícias para vocês.

Operadora: A audioconferência da Tractebel está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham uma boa tarde. Obrigada.
