Local Conference Call
Tractebel Energia
Resultados do Quarto Trimestre de 2011
8 de fevereiro de 2012

Operadora: Boa tarde. 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 participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência basta teclar "asterisco zero". Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

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

Sr. Antonio Previtali: Boa tarde senhoras e senhores, sejam todos bem-vindos à teleconferência da Tractebel Energia onde serão discutidos resultados do quarto trimestre e dos doze meses de 2011. Esta apresentação acompanhada de slides será transmitida simultaneamente pela Internet através do site www.tractebelenergia.com.br na seção "investidores". 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 com 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 Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentará o desempenho da Tractebel Energia no quarto trimestre e no ano de 2011 e Elio Wolff, gerente de relações com o mercado da International Power 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 Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Sr. Eduardo Sattamini: Boa tarde a todos. É com prazer que eu venho a vocês apresentar mais um resultado extraordinário da Companhia e nós vamos começar da apresentação na página 4 com os destaques do ano. O primeiro destaque é o conselho de administração que aprovou dividendos complementares relativos a 2011 no valor de 517 milhões, 0,79 por ação e com isso os proventos totais relativos a 2011 vão equivaler a 100% do lucro distribuível ajustado.

Como destaque operacional, as usinas alcançaram disponibilidade total de 98,3% (anual acumulada) desconsiderando-se as paradas programadas, sendo a geração hidrelétrica responsável por uma disponibilidade de 98,6%, as termoelétricas 97,2%, e nas usinas complementares 93,4%.

A Tractebel se manteve no índice de sustentabilidade da BM&FBovespa divulgado no final de 2011. É com muita satisfação que a gente permaneceu. É um trabalho que a gente vem buscando contínua melhoria na governança e na sustentabilidade dos negócios da Companhia e esse índice vem refletindo isso com a nossa participação desde a primeira edição em 2005.

No ano de 2011 também tivemos o início de operação da hidrelétrica de Estreito, uma hidrelétrica com 1087 MW instalados, dos quais 40,07% pertencem à Companhia. Essa usina é desenvolvida em consórcio e a gente vai falar dela um pouco mais adiante sobre o seu estágio de implementação. Nós já implantamos nessa usina quatro unidades geradoras e com isso alcançamos 75% da energia assegurada total restando 25% para as demais quatro unidades que vão ser instaladas durante o ano de 2012.

A Companhia obteve no ano de 2011 também o primeiro investment grade da sua história. A gente tinha a possibilidade de fazer uma emissão no ano passado no mercado externo aproveitando a situação de liquidez do mercado internacional e com isso a gente buscou a avaliação do nosso rating internacional tendo obtido pela Fitch Ratings o rating de BBB- que equivale ao investment grade. É o primeiro nível de investment grade.

Também tivemos confirmado nosso rating AA+ sendo que a Standard and Poor's publicou com viés positivo.

Outro destaque do ano importante para o aspecto sustentabilidade do negócio foi a participação da empresa no guia Você S.A. Exame das melhores empresas para trabalhar. Na edição de 2011 a empresa foi considerada na sua primeira participação no grupo das 150 melhores empresas do país e uma avaliação da pontuação nos permite dizer que nós estávamos avaliados entre as 35 melhores empresas para trabalhar. A nossa posição foi a 34ª e pela pontuação e pela informação de apuração de dados e compilação de dados feita por nós mesmos.

Nós vamos para o slide número 5 onde a gente vai falar sobre os destaques do trimestre apresentando os principais indicadores financeiros e operacionais do trimestre, mas também do ano. Nós tivemos no trimestre uma redução da receita operacional líquida de 1%, mas essa redução faz sentido na medida em que com alguns contratos assinados num período anterior de ciclo de preço baixo entre 2004 e 2006 tinham sido assinados. Esses contratos esperaram agora durante o ano de 2011, alguns deles fortemente no quarto trimestre de 2011.

Esses contratos não tiveram necessidade de serem recompostos porque

estavam com preço muito baixo então a gente pode reduzir inclusive a nossa quantidade de energia comprada. Então o volume de energia vendido acabou sendo reduzido marginalmente. Vocês podem ver pela energia vendida (a quinta linha desse quadro) no quarto trimestre de 2010 estava um pouquinho superior ao quarto trimestre de 2011, mas em compensação nós tivermos parcialmente compensado esse movimento por preços médios de contrato de venda também no quarto trimestre de 2011 acima do quarto trimestre de 2010 da ordem de 9%, ou seja, isso é parte da nossa estratégia de gestão do portfolio de contratos que vem sendo conduzida com êxito pela nossa equipe comercial.

A nossa margem de Ebitda alcançou quase 70% (69,9%) no quarto trimestre de 2011, isso refletiu uma redução do nosso despacho termelétrico. Como vocês sabem nós tivemos um ano hidrológico muito favorável em 2011 e com isso a gente não teve necessidade de geração termoelétrica e com isso a nossa margem cresce.

Vamos passar então para a página número 6, só lembrando que a Tractebel faz parte do grupo GDF SUEZ International Power. A GDF é a controladora franco-belga. Nós temos a International Power inglesa listada na bolsa de Londres como a controladora dos ativos de geração de energia internacionais do grupo e essa empresa detém através da holding local 68,71% da Tractebel Energia. Também detém o controle da Energia Sustentável do Brasil através da detenção de 50,1% das ações daquela empresa, empresa que hoje desenvolve o projeto de Jirau que nós vamos estar falando um pouco mais adiante sobre ele.

Vamos à página 7 onde a gente fala do nosso portfolio balanceado com a localização estratégica. Hoje nós temos quase 7.000 MW instalados (6.908, arredondando) em 22 usinas operadas pela Companhia sendo que 81% dessas usinas são hidrelétricas, 17% termelétricas e 2% complementares, ou seja, temos 83% da nossa capacidade ancorada em fontes renováveis, mostrando também o aspecto sustentabilidade dos negócios no longo prazo.

Nós somos a empresa que mais cresceu desde a sua privatização se comparada com as empresas privatizadas na época, no final dos anos 90. Nós tivemos 86% de crescimento desde a privatização da Gerasul que se transformou em Tractebel Energia. Éramos uma empresa na época da Gerasul basicamente localizada na região sul do país, começamos a desenvolver e nos expandir e hoje somos um player nacional.

Passamos para o slide 8. Continuamos mantendo a nossa liderança entre os geradores privados de energia. Nós somos o maior player privado do setor elétrico e esperamos continuar a ser pelo crescimento esperado nos próximos anos dos projetos declarados pelos diversos agentes privados. A Tractebel hoje tem 6,9 GW instalados prevendo com a transferência do projeto de Jirau e com a viabilização da sua construção e ter ao final dessa construção 8,9 GW instalados.

Isso hoje é quase três vezes maior do que a segunda posição nesse ranking de empresas privadas que irá continuar nos próximos dois, três anos se não houver nenhum movimento de consolidação muito forte, mais do que o dobro da segunda colocada.

Nós passamos então para o slide número 9 onde a gente fala do nosso portfolio balanceado. Nós temos mantido um portfolio balanceado em clientes livres, dentro do ambiente regulado e do ambiente livre. A importância da nossa atividade e do nosso foco no mercado livre traz resultados futuros no sentido em que ele não nos expõe a liquidação de energia existente aos leilões de A-1 que são feitos pelo governo para a colocação dessa energia existente.

O que acontece? Em um leilão de A-1 os produtos são padrão, os preços tendem a ser mais baixos até porque esses leilões são formados por empresas que têm um pouco menos de capacidade comercial e de flexibilidade na transação comercial. Então esse mercado é um mercado que a gente vem nutrindo e ampliando a nossa participação de tal forma que nós temos uma saída lucrativa e rentável para a nossa energia existente. Ele é complementado naturalmente pelo mercado regulado através dos quais nós fizemos o desenvolvimento de algumas usinas no passado recente.

Passamos então para o slide número 10 onde a gente fala da diversificação do nosso portfolio de clientes livres, dada a importância desse setor para a rentabilidade futura da empresa. Nesse total de clientes do ano passado para este ano nós tivemos um aumento desse portfolio de 65 MW médios. O ano de 2011 não foi um ano extremamente interessante para o desenvolvimento do mercado livre, até porque nós tivermos preços baixos no mercado spot durante a grande maioria do ano e com isso a propensão a contratar dos clientes cai demais e isso gera uma pressão baixista de preços que a gente vai conversar um pouco mais adiante na nossa apresentação.

No slide 12 nós vamos falar do crescimento econômico do mercado de energia elétrica. Nós temos uma visão de crescimento econômico pressionando os preços de energia para cima. Obviamente isso dependerá do custo da expansão, mas o que a gente pode observar no lado direito desse slide de número 12 é que existe a curva de demanda que essa linha sólida preta. Ela é baseada nas estimativas da ONS, da Aneel, da EPE. Ela está cruzando a oferta no nível das usinas termoelétricas. A gente faz o empilhamento das fontes em função do seu custo de despacho e a gente percebe que hoje *ceteris paribus*, ou seja, sem você tem uma hidrologia muito favorável e você deveria estar despachando termoelétricas para poder atender a demanda.

Isso dá uma volatilidade grande no PLD caso você tenha uma hidrologia desfavorável ou favorável. Você vai ter uma amplitude maior de volatilidade de preço. Isso também gera um custo de despacho mais caro e com isso no longo

prazo a tendência é de pressões mais altas de preços desde que o sistema de cálculo de preço de liquidação de diferenças seja racional.

A gente olhando para o slide no seu lado esquerdo a gente vê que existe no curto e médio prazo uma previsão de excesso de oferta. Esse é o balanço, é a sobra de oferta e demanda, entre a diferença entre oferta e demanda prevista por nós com base nos planos mensais de operação (PMO) da ONS e a gente percebe que durante o ano de 2012, 2013 e 2014 nós temos algum excedente de oferta.

Isso tem feito, aliado à hidrologia favorável que nós já comentamos, tem feito com que os preços de contratação no curtíssimo prazo estejam pressionados para baixo. Isso a Companhia reparou ainda durante o ano de 2010 e durante o ano de 2010 nós intensificamos a nossa venda para o mercado livre e diminuímos muito a nossa disponibilidade de energia vendida para que nós não ficássemos expostos a esse preço baixo de energia que a gente imagina que vai popular a não ser que a gente tenha mais atrasos de usinas na implantação ou uma reversão hidrológica para reverter a tendência de preços baixos.

Então é isso que a gente passa a ver no slide 14: a nossa disponibilidade de energia para a contratação nos próximos anos. Isso é representado pelo gráfico de barras do lado esquerdo do slide 14 onde nós temos uma quantidade muito pequena da energia disponível do grupo da Tractebel em percentuais (2%, 1%, 7%, 13% em 2015) demonstrando que a nossa estratégia foi adequada em 2010. Nós não tivermos mudança significativa nesse percentual do trimestre passado para este até porque a nossa estratégia, que vocês vão ver do lado direito desse slide, é a contratação paulatina da energia à medida que as oportunidades e as janelas de oportunidades se abrem - e as janelas de oportunidades só se abrem quando os preços praticados no mercado estão mais altos.

Então como nós estamos em uma situação confortável de contratação vamos aguardar os melhores momentos de mercado para poder colocar energia futuras a partir de 2015, 2016, 2017, quando a gente começa a ter algum nível de contratação relevante.

Bom, passamos para a página 15 onde a gente está falando do balanço de energia. Nós tivemos um pequeno ajuste nos recursos próprios. E isso se deveu a pequenas modificações de cronograma, se vocês olharem do trimestre passado para este, de cronograma das eólicas, mas nada que impacte a nossa estratégia de atingimento de mercado de clientes especiais.

Nós tivermos um pequeno movimento de compras ainda para a cobertura de contratos e montagem de produto. Nós tivemos uma pequena redução no volume dos leilões do governo porque nós tivemos um mecanismo de compensação de sobras e diferenças em alguns contratos reduzindo a

quantidade contratada, mas nada significativo. No total nós tivemos uma redução de contratos de venda de leilão do governo de 26 M apenas.

E tivemos alguma atividade de venda. Como eu disse para vocês a gente não está com a propensão de vender muito alta por causa dos preços praticados no mercado, mas a gente continua atendendo e retendo os nossos clientes tentando montar produtos. Nós tivemos vendas totais comparado o quarto trimestre com o terceiro trimestre de 2011. Em 2012, 63 MW; em 2013, 30; em 2014, 18; 23 e 9 nos anos seguintes.

Falando um pouco do nosso crescimento: o projeto que já começou a operação nas suas primeiras máquinas, na página 17 o projeto hidrelétrico de Estreito. Nós tivemos quatro turbinas entrando representando 75% da capacidade comercial, como nós falamos. As demais quatro turbinas entram em 2012. Esse projeto teve a totalidade da sua energia disponível vendida em PPAs de longo prazo com o governo, trinta anos, a um preço de 159,50 (esse preço se referia a 31 de dezembro de 2011) e esse contrato já está em vigor. A empresa já está auferindo receitas sobre este contrato.

No slide 18 a gente fala um pouco da motorização para vocês entenderem esses 75% de energia assegurada em que pese eu ter 50% apenas na capacidade instalada. Essa é a maneira como o governo determina a energia assegurada das primeiras máquinas em função do volume de água disponível. Ele é sempre superior ao volume de energia assegurada das últimas máquinas.

No slide 19 a gente passa para o projeto de Jirau, eu vou passar a palavra para o Elio, mas lembrando que esse projeto ele consta da nossa apresentação por ser um projeto previsto a ser transferido para a Tractebel. Isso é o modelo de negócios hoje prevalente no nosso negócio e o Elio vai então falar sobre o desenvolvimento desse projeto na International Power.

Sr. Elio Wolff: Obrigado Sattamini, bom dia a todos. O primeiro comentário que eu queria fazer é com relação à divulgação dos slides da apresentação. É importante ressaltar que a partir de agora a gente passa a divulgar as atualizações sobre Jirau concomitante com a divulgação que é feita pela International Power em Londres e por isso os slides de Jirau dentro da apresentação da Tractebel somente foram divulgados esta manhã. Na versão de ontem à noite ainda não constavam os slides. Divulgou hoje de manhã no mesmo horário que a International Power divulgou a seus acionistas lá em Londres.

Comentando um pouquinho sobre o projeto de Jirau agora no slide 19, o projeto hoje já tem a sua capacidade de 3.750 MW já confirmada a expansão da usina, dos quais a International Power detém 50,1%. A energia assegurada da planta 2.185 MW médios - sempre lembrando que aqui ainda existe um montante de 90 MW médios adicionais que aguardam definição do ministério. A gente espera e

acredita que venha para o projeto Jirau. Desse montante de 2.185, 73% já está contratado no longo prazo.

Se a gente olha o gráfico à direita é a barrinha em azul e a barrinha em amarelo, se a gente soma a esse montante, isso chega a 73% no longo prazo de energia contratada, isso por um prazo de trinta anos. O primeiro PPA dessa parcela contratada começa já em janeiro de 2013. Ele é demonstrado no gráfico na barrinha azul. Esse PPA tem um preço de R$ 86, esse preço já na data-base de dezembro de 2011. E o segundo PPA começa em março de 2014 em um preço de R$ 104/MWh. Isso está demonstrado no gráfico na parte em amarelo.

A energia não contratada a gente imagina que vá comercializá-la no ambiente livre para os futuros leilões como a gente já vinha comentando. O início do comissionamento da usina confirmado para o segundo semestre. No próximo slide traz um pouco de atualizações com relação às discussões com o consórcio construtor - principalmente com a Camargo Correa - e existe agora a confirmação do cronograma estar firmado entre as partes.

E então a gente atinge operação comercial já no fim de 2012 e a gente pode ver já no montante de energia assegurada de 2013 rapidamente a gente atinge um montante representativo de energia e isso se dá principalmente pela capacidade rápida de motorização. A gente imagina que tenha de duas a três turbinas por mês entrando em operação.

Como vocês lembram bem, o montante de energia assegurada do projeto de Jirau por turbina é muito alto então a energia assegurada é atingida rapidamente. Por volta da máquina 30, 32 a gente já atinge praticamente 100% da energia assegurada do projeto.

Outro ponto importante é a questão do crédito de carbono que está em andamento e que a gente imagina que durante o ano de 2012 a gente consiga registrar isso no UNF CCC. O projeto está previsto para ser transferido para a Tractebel junto com a operação comercial da usina, é isso que deve acontecer no final de 2012, início de 2013, é isso que a gente está divulgando também.

Passando agora para slide 20, atualizando um pouquinho a questão de cronograma e custo do projeto, novamente reiterando aquilo que eu falei no slide anterior houve evoluções nas discussões com a Camargo Correa e de certa forma agora a gente se sente mais confortável em divulgar o Capex atualizado. A gente vinha já comentando isso nos últimos calls, que tão logo a gente tivesse um acordo firmado com a Camargo a gente traria aos senhores o novo número de Capex.

Esse Capex é de R$ 15,1 bilhões, a data-base é de dezembro de 2011. Se a gente compara esse Capex com o Capex que foi anteriormente divulgado (que era de 11,9 em dezembro de 2010) isso atualizado para dezembro de 2011

pelas fórmulas paramétricas dos contratos do projeto já vem para 12,5 bilhões; adiciona-se a expansão, a expansão da usina que a gente estima da ordem de R$ 1 bilhão e o saldo relativo principalmente à mudança de escopo, investimentos socioambientais adicionais e adequações do prazo de operação.

É importante também destacar que 2013 é um ano importante para o projeto, uma contribuição importante para o portfolio da International Power e muito provavelmente da Tractebel Energia. Em 2013 o ativo já deve estar em baixo da Tractebel Energia isso deve ter uma contribuição importante para o Ebitda da Companhia. Tem cerca de 450 MW médios já contratados, já vendidos, a receita praticamente assegurada.

Outro ponto importante a mencionar e reiterar é a questão da linha de transmissão que é sempre um ponto muito preocupante para o projeto - não só para o projeto de Jirau, mas também para o projeto de Santo Antônio - o empreendedor da linha vem divulgando na mídia e também nos órgãos competentes o seu prazo objetivo para entrada em operação da linha que deve acontecer no último trimestre de 2012, mais especificamente durante os meses de outubro e novembro. Então isso também está em andamento, em bom andamento e a gente acha que tudo deve ocorrer normalmente para que se atinja a operação comercial da usina, a linha esteja pronta e tudo funcione.

Em outros pontos adicionais para ressaltar a questão da energia adicional eu já mencionei, os 90 MW médios que o grupo aguarda a decisão do ministério e dos órgãos reguladores e, logicamente, só reiterando que o projeto conta com incentivos fiscais na região e logicamente cria um valor ao projeto.

Algumas ilustrações para mostrar a evolução da obra na parte direita do slide. A casa de força da margem esquerda na foto acima e na foto abaixo a casa de força da margem direita e também o vertedouro. O vertedouro já com a água passando embaixo dele, já confirmando aquilo que a gente já informou aos senhores previamente: que o rio foi desviado em setembro de 2011 e desde setembro de 2011 a água passa a correr por debaixo do vertedouro.

Eu volto a palavra ao Sattamini.

Sr. Eduardo Sattamini: A gente volta então para a página 21 falando dos projetos eólicos que estão em construção. Nós temos cinco eólicas em construção (quatro delas no Ceará e uma no Piauí). Na verdade as quatro do Ceará já contam com licença de instalação que foi emitida em outubro de 2011 e tivemos obras iniciadas em dois parques eólicos (Trairi e Guajirú). Essas usinas são destinadas prioritariamente à contratação do mercado livre. Hoje nós temos aproximadamente 70% da energia desses cinco parques feitos em contratos de três e quatro anos com clientes livres e essa nossa ideia de atingir o mercado de clientes especiais, mercado esse de clientes que só podem comprar energia de fonte incentivada (eólica, PCH, fotovoltaica e biomassa).

Então esse mercado é um mercado que permite um preço mais alto porque esses consumidores estão em um nível de tarifa mais alto nas distribuidoras. Então o eles permanecem nas distribuidoras ou eles podem ser livres dentro dessas fontes de energia. Então nós estamos buscando esse mercado um pouquinho mais rentável fugindo um pouco dos projetos eólicos de leilão e que apresentaram retornos mais baixos do que o aceitável pelo investidor.

Vamos passar para o nosso desempenho financeiro na página 23. O primeiro slide mostra um pouco a visão de um passado recente. O sólido desempenho da Companhia onde a gente apresenta receita líquida, Ebitda e lucro líquido com crescimentos próximos aos dois dígitos (o lucro líquido com dois dígitos nos últimos três anos - 2008, 2009, 2010 e 2011 - comparado) isso é em função já da entrada em operação de alguns projetos, projetos que a gente andou investindo em 2009 - Areia Branca, Ibitiúva e agora com o projeto Estreito - começa a gerar resultados maiores então o Ebitda e o lucro líquido a partir de agora passam a ter crescimentos maiores do que a receita líquida. Isso não é uma tendência que está sendo revertida; no ano passado a gente estava com muito investimento, mas ainda com as usinas sem entrar em operação.

Nós vamos para a página 24 onde a gente explora um pouco a receita operacional líquida, os principais componentes que fizeram essa receita subir 5,5%. Nós tivemos uma componente que é o preço médio de venda bastante importante, o preço médio do ano passou de R$ 112,6/MWh para 122,7. Nós tivemos exportações comparadas com o ano de 2010 para 2011 de 123 maior, ou seja, este ano nós tivemos 153 milhões de exportação versus 30 milhões no ano de 2010. Nós já tivemos então a contribuição da Usina de Estreito (com as quatro máquinas entrando), e tivemos uma redução em função do volume.

O que vem a ser isso? Se nós obviamente colocarmos Estreito e exportação de volta o nosso volume é maior do que o ano passado para o ano todo, no quarto trimestre não foi. Isso aqui na verdade representa o vencimento de alguns contratos que nós tivemos e aquela redução de energia comprada para revenda que vocês vão ver que vai impactar no nosso Ebitda.

Nós tivemos também uma redução de 172 milhões nas operações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em função da farta hidrologia que nós tivemos. Então não permitiu este ano nós termos o ganho de alocação de energia capturado em 2010, comparando ano a ano nós tivemos uma redução da receita de 162.

Vocês vão ver também no slide 25, que agora eu passo a falar, que este efeito teve um efeito na receita de 172, nas compras de aproximadamente 516, e a gente tem um efeito de 187 negativo na Câmara de Comercialização em nível do Ebitda. As operações, basicamente por influência do preço, tiveram alguns eventos não recorrentes, basicamente a questão do Fundo de Pensão, benefício

pós-emprego. Nós tivemos a contribuição do Ebitda na Usina de Estreito com 66 milhões, apresentando uma margem de Ebitda para o projeto de 76%. Nós tivemos uma margem de Ebitda de 37% na exportação, com um Ebitda contribuição absoluta de R$ 46 milhões no ano de 2011, com isso o nosso Ebitda cresceu no ano 11,4%.

Passando um pouco para a evolução do lucro líquido nós tivemos, além dos fatores ditos anteriormente, nós tivemos uma redução dos custos financeiros em função da redução do volume da dívida e uma redução do custo da dívida fruto de duas componentes: a primeira componente é redução da taxa do CDI; a segunda componente, algumas operações de liquidação de dívidas mais caras e contratação de dívidas mais baratas.

Nós tivemos um exemplo feito com o pagamento de uma debênture (a debênture da quarta emissão que custava 110% do CDI), nós fizemos uma operação, já mencionada no trimestre passado, de 4131 só paga para CDI que reduziu o custo então para 98% do CDI. Isso gerou uma significativa redução também nos custos financeiros deste ano.

Os outros componentes a gente já comentou, eles aqui só estão de forma líquida, exportação na Estreito - Estreito obviamente tem uma depreciação bastante alta e tem encargos também altos pela dívida ser bastante recente, então o volume de dívida é bastante grande. Nós tivemos o efeito líquido aqui da CCEE de vendas de 123, isso nos levou a um crescimento do lucro líquido de 19,5% em relação ao ano anterior para um lucro líquido de 1.448 bilhão que a gente comentou no início da apresentação.

Passando para a página 27 a gente fala dos principais *drivers* financeiros, agregados financeiros. A gente tem no volume de energia vendida uma redução do terceiro trimestre para o quarto trimestre. Isso se deveu basicamente a questão da exportação - a exportação se concentrou no segundo e se intensificou no terceiro trimestre de 2011.

Nós tivemos do preço de venda de energia, esse preço de venda é líquido de exportação - a gente não inclui exportação porque a exportação, dependendo da fonte que é feita, pode distorcer porque ele é feito com base no custo de geração, o aumento de exportação é feito através de termoeletricidade que tem um custo de geração mais alto, o que poderia distorcer o preço médio para a análise dos senhores - então a gente exclui, faz o preço médio de energia vendida net de exportação, líquido de exportação.

Vocês vão perceber que houve uma pequena redução no terceiro trimestre para o quarto, o que vem a ser isso? São ajustes de contratos que a gente tem, nós temos contratos que têm pequenas flexibilidades e isso não teve nenhuma significativa mudança de preço dos contratos, mas o que houve foi uma mudança de volume de consumo de contratos de maior valor por um menor

valor de um trimestre para outro. Um pequeno ajuste só para vocês entenderem também, nos fez refletir o que havia acontecido e isso também foi um aprendizado para nós, porque os preços tinham baixado de um trimestre para o outro.

Isso se refletiu na receita líquida, a receita líquida ficou um pouco menor no quarto trimestre do que no terceiro trimestre, mas no Ebitda nós tivemos uma melhoria basicamente em função de alguns efeitos: redução da energia vendida, redução de combustível, e isso gerou uma melhoria então do nosso Ebitda passando de 725 no terceiro trimestre para 766, bastante significativo se comparado com o quarto trimestre de 2010. Margem de Ebitda, como falamos, 70% no quarto trimestre, levando a um lucro no quarto trimestre de 332 do terceiro para 450 no quarto trimestre, fruto também das reduções das despesas financeiras que nós já mencionamos.

Passando para o slide na página 28, o comportamento da nossa dívida. Nós temos um nível de endividamento bastante baixo, com uma participação, uma exposição cambial muito pequena. Hoje nós estamos com um índice dívida total/Ebitda de 1,3, um endividamento muito baixo para uma empresa com perfil de investimento de longo prazo como a nossa.

Temos uma participação de dívida estrangeira, de moeda estrangeira, no nosso total de dívidas de 6%, a gente já mencionou isso algumas vezes, essa dívida ainda é dívida remanescente de negociação de *brady bonds* pelas empresas estatais, a gente não tem como fazer a liquidação dessa dívida, mas ela também não tem nenhum impacto significativo, o dólar eu acho que passou de 1,66 para 1,87 em grandes números, e isso não gerou nenhum grande impacto no nosso resultado. Enquanto este impacto tiver reduzido e a gente puder conviver, a gente vai conviver sem fazer um *hedge* de longo prazo, até porque esta dívida é uma dívida de longuíssimo prazo, vencendo algumas delas até 2028. Com isso nós alcançamos uma dívida líquida de 2,9 bilhões, frente a uma dívida bruta de 3,6.

A gente passa então para o slide 29 onde a gente vai demonstrar as variações da dívida líquida, o gráfico de pontes da dívida líquida. Nós passamos de uma dívida líquida de 3,3 no final de 2010 para 2,9 no final de 2011. Nós tivemos 1 bilhão de pagamentos de dividendos, o que contribuiu obviamente para a redução do meu caixa, das minhas disponibilidades. Nós pagamos 599 milhões de impostos no ano de 2011. Fizemos investimentos da ordem de 361 milhões. Tivemos lucros apropriados que fizeram a dívida crescer, independente de terem sido pagos, de 243 milhões. Juros capitalizados nas obras de 101 milhões. Variação monetária e cambial líquida de 53 milhões e uma pequena variação negativa do capital de giro.

Isso tudo foi compensado, temos outros 67 milhões, mas foi compensado por uma forte geração de caixa. Esse número de geração de caixa aqui é muito

próximo do Ebitda, diferença pequena relativa à variação do capital de giro de 2,9 bilhões, demonstrando a capacidade da empresa de lidar com suas obrigações de gerar caixa.

Na página 30 a gente olha então o perfil da nossa dívida e a composição moeda versus indexadores. O perfil da dívida vocês podem perceber que a gente tem uma pequena concentração de vencimento de dívidas principalmente relativa à segunda emissão, e a dívida da 4131 acontecendo nos próximos três anos, mas totalmente compatível, eu diria até muito baixa com relação à capacidade de geração de caixa da empresa, como vocês acabaram de ver - 400 milhões em 2012, 492 em 2013, 602 em 2014. Depois a gente volta a níveis baixos, os valores são basicamente serviço das dívidas do BNDES, e aí a gente tem um perfil mais alongado onde a gente concentra alguns anos só para vocês terem uma ideia de valor no futuro.

O custo da dívida, como a gente já falou, só 6% em moeda estrangeira, com o custo em euro de 4,7 e em dólar de 5,0. Nós temos a dívida em reais montando 94% do nosso total de dívidas, com o custo de 9,2% em reais hoje comparado com o de 2010 que era de 10,4, contribuição da redução das taxas de juros no Brasil, CDI, e obviamente também da ação nossa sobre as dívidas mais caras.

A gente olha que a composição do endividamento em moeda nacional vem tendendo a se concentrar no TJLP. Na verdade o BNDES é o provedor de financiamento de infraestrutura, de investimentos de longo prazo no país, com taxas convidativas para estimular o investimento em infraestrutura, e obviamente como um *player* de infraestrutura a Tractebel não deixa de priorizar esse tipo de fontes no seu financiamento de longo prazo.

Vamos passar para o slide 31 onde a gente vai falar sobre o plano de expansão e investimento. Vocês vão reparar que não existe nesse slide a previsão de Jirau, isso a gente historicamente só inclui um projeto ou a previsão de desembolso de um projeto na hora em que ele está negociado, isso aconteceu com Estreito - a gente só colocou Estreito no plano de investimento na hora em que a transação tinha sido acertada e contratada com o controlador.

A mesma coisa vai acontecer com Jirau, somente quando a operação estiver contratada e negociada e isso, obviamente, vocês sabem, vai passar pelo Comitê de Partes Relacionadas, vai ser composto pela sua maioria pelos membros independentes do Conselho de Administração que vão discutir as bases de transferência de preço e condições de transferência com o controlador, e a partir do momento que isso for contratado, acertado, nós vamos passar a contar com esses números no nosso plano de expansão, no nosso plano de Capex.

Olhando aqui para 2012 o que nós temos? A grande maioria dos investimentos são nas eólicas, são 550 milhões nas eólicas, aproximadamente 120 milhões

são investimentos ainda previstos em Estreito, na finalização das quatro máquinas e ainda algumas obras de infraestrutura local. Temos um valor de aproximadamente 180 milhões em investimentos na manutenção, um grande *retrofit* na usina de Salto de Santiago e outra em Passo Fundo que estarão começando no ano de 2012.

No ano de 2013 o investimento básico aqui é Jirau, a gente tinha feito uma retenção de lucro em 2010 que não foi utilizada em 2011, a gente prevê que não seja utilizada em 2012, até porque a transação sendo feita com a compra de Jirau ocorrerá no final do ano, e o *closing* financeiro só deve acontecer no ano de 2013. A previsão do que foi retido para a compra de Jirau está no ano de 2013, e agrega a isso o plano de investimento de manutenção normal da Companhia no ano de 2013. 2014 basicamente o investimento é investimento em plano de manutenção.

Passando para o slide 32 a gente fala da política de dividendos, reforçando que o mínimo estatutário é de 30%. Nós temos um compromisso com o mercado assumido em 2005, um *payout* mínimo de 55%. No ano de 2011, reforçando o que a gente sempre disse ao mercado que nós não retemos recursos desnecessariamente aos nossos acionistas, até porque a empresa tem um *rating* muito bom, tem acesso ao mercado, nós distribuímos 100%, totalizando então R$ 2,19/ação, e representando para o ano de 2011 um *dividend yield* de 8,2.

Eu quero agradecer então e passar para 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” (*1). Para retirar a sua pergunta da lista, digitem “asterisco dois” (*2).

Com licença, nossa primeira pergunta vem do Sr. Vladimir Pinto, do Bradesco.

Sr. Vladimir Pinto: Olá, boa tarde Previtali, Sattamini e Elio. Eu tenho duas perguntas. A primeira é sobre dividendos, como é que vocês estão vendo o ano de 2012? A gente sabe que vai ter a pressão pelo pagamento de Jirau, vocês vão tentar manter um pouco do caixa para isso ou vão manter um pouco a política do que a gente viu no ano passado?

E a segunda pergunta era sobre a venda de energia livre de Jirau, a gente sabe e até a apresentação mostra um grande volume de energia livre disponível em 2013 e 2014. Que tipo de tratativas, o que vocês estão vendo, e mesmo a apresentação mostra um mercado pressionado no ano que vem? Muito obrigado.

Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini: Vladimir, Sattamini. Eu vou começar então por responder a questão de dividendos que diz respeito à Tractebel Energia. A ideia é que nós voltemos a pagar o compromissado, que é o 55% exatamente pelas razões que você diz, nós vamos ter a necessidade de comprar o projeto, nós temos o interesse, acertando as condições de comprar o projeto de Jirau, então nós vamos voltar a elevar caixa e segurar um pouquinho o *payout* para poder fazer face a isso.

Com relação à venda de energia livre de Jirau, eu vou passar para o Elio para ele se posicionar com relação a sua questão.

Sr. Elio Wolff: Tudo bom, Vladimir? É verdade que os anos de 2013 e 2014 são os anos mais críticos em relação à energia não contratada. Agora, chegando a este acordo com a Camargo Correa, o projeto tem o seu cronograma mais acertado, então a gente fica mais confortável para ir adiante na questão da comercialização, principalmente com relação ao ano de 2013. Isso está neste momento em discussão com os acionistas da ESBR, estão buscando alternativas para vender essa energia. Isso pode acontecer, como eu já falei, via leilão.

É importante sempre reiterar que os volumes de 2013 e 14 são volumes expressivos, são anos críticos com relação à comercialização de energia, mas no longo prazo a gente enxerga um volume razoável e se a gente olhar para os 593, que é o montante total, o nosso take é a metade disso, então é um montante extremamente administrável no portfólio do grupo no Brasil, no longo prazo a gente está menos preocupado.

Mas é verdade, o mercado no curto prazo está um pouco pressionado, a pressão negativa com relação ao preço de energia, o volume é expressivo. É desafiador? É, mas a gente acredita que a gente possa dar um encaminhamento melhor nessa energia, principalmente a energia de 2013.

Sr. Vladimir: Ok, muito obrigado.

Operadora: Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Sergio Conti, da Goldman Sachs.

Sr. Sergio Conti: Boa tarde a todos. Eu tenho duas perguntas rápidas. A primeira eu acho que a mais para o Elio a respeito de Jirau. Eu queria entender um pouco melhor esse adicional de R$ 1 bilhão. A hora que eu faço a minha conta aqui considerando a referência anterior de Capex, eu considero um projeto original de 3,3 GW, eu chego a um preço médio por MW instalado um investimento de US$ 2,2 milhões mais ou menos. A hora que eu olho para as turbinas adicionais, essa referência de 1 bilhão para os adicionais de 450 mega eu chego a um número de cerca de 58% desse valor, ou seja, próximo a 1,3 milhão.

Historicamente, pelo menos a referência que a gente tem, é que quando você olha um pacote eletromecânico de usinas hidrelétricas normalmente esse extensor apresenta 35, 40% do valor da obra, e aqui para essa expansão estou vendo um número próximo a 60. Só queria entender um pouco melhor isso, se na verdade essa referência de R$ 1 bilhão já está considerando aqueles 90 megas médios adicionais ou não? Esta é a primeira pergunta.

Sr. Elio: Ok. 1 milhão efetivamente de vendas, mais os adicionais, é um número que consta no nosso orçamento para esse investimento adicional contempla, sim, não só os 209 que a gente já conseguiu de energia assegurada para este montante adicional, como também expectativa desta energia adicional. Quanto efetivamente vai ser alocado ao projeto dessa energia adicional, eu volto a dizer, é um assunto que está sendo discutido no âmbito do Ministério e da Aneel, mas contempla, sim, a expectativa por uma energia assegurada adicional também.

Sr. Sergio: Está ótimo. A segunda pergunta eu acho que é mais para o Sattamini. Comparando aqui o plano de Capex que vocês divulgaram agora atualizado e do terceiro tri, na verdade para 2011 vocês acabaram vindo com um número menor - no terceiro tri vocês estavam dando um *guidance* de 460 milhões, fecharam em 320, e para 12 a diferença de 140. A minha visão é que você está jogando isso para 12 com o aumento aí de 724 para 855 dá mais 131. O número para 13 ficou estável no *guidance* de 605.

Eu queria entender na verdade o que ficou de 11 para 12, se a minha leitura está correta? E eu queria ter uma visibilidade um pouco melhor desses 605. Por que pelo o que eu estou entendendo vocês estão incluindo aqui um valor a ser... vinculado a transferência de Jirau, um valor a ser pago, e alguma coisa adicional de manutenção. Se puder abrir um pouco melhor os 605?

Sr. Eduardo: Não tem problema. Os 605 é fácil de a gente explicar: nós vamos ter os 511 retidos de Jirau - foram retidos já em 2010, então eles estão aqui, não quer dizer que eu vou pagar 511 milhões da térmica para Jirau. Tem 88 milhões de manutenção e tem 6 milhões ainda remanescentes de Estreito, previstos, coisas que ficam ainda do projeto, apesar de o projeto ainda estar todo em operação, você tem pequenas obras de infraestrutura, etc., que estão sendo feitas com a usina já totalmente operacional.

Com relação à questão da diferença do Capex eu não consegui, desculpe, acompanhar a tua conta, mas não tem problema, a gente fala em tese. Isso é basicamente alguns investimentos que deixaram de ser feitos, como você pôde notar, de 2011 passado para 2012, alguma coisa das eólicas, alguma coisa também de Estreito, e alguma coisa é efetivamente reajuste de preço. Quando a gente refaz essa estimativa, a gente refaz também reajustamentos de preço que estão ocorrendo. Então não tem nenhum valor significativo alterado, não sei se é

isso o que você estava buscando, mas é essa a explicação que eu tenho no momento.

Sr. Sergio: Está ótimo. Só, Sattamini, se você puder dar um pouco de detalhes: esses 411, qual é o tipo de referência que você está assumindo aqui para chegar neste número?

Sr. Eduardo: Qual é o número que você está falando?

Sr. Sergio: 411.

Sr. Eduardo: Não, 511.

Sr. Sergio: 511, desculpe.

Sr. Eduardo: ... que foi o valor retido. Se você olhar em 2010 nós tivemos uma retenção de lucros para a futura compra de Jirau, ok? Esse valor inclusive você vai olhar na ata que deliberou sobre isso no Conselho de Administração e que depois foi ratificado na Assembléia. Esse valor de 511 foi retido, na época de 2010 a gente previa a transferência acontecendo em 2011, nós retivemos esses 511. 2011 aconteceu que a gente efetivamente não tinha condições de transferência, esse dinheiro obviamente que tinha sido retido foi mantido no caixa da Companhia e ele foi então agora relocado para o investimento de Jirau (que é a destinação dele), a ser feito provavelmente em 2013, quando previsto o desembolso.

Que pese que a negociação dele está acontecendo e sendo concluída no final deste ano, o desembolso a gente só está prevendo porque tem toda a parte burocrática de aprovação de CADE, aprovação de Aneel, aprovação de BNDES, e isso leva algum tempo para tramitar nessas entidades de obter a liberação delas, a gente prevê que o desembolso ocorra somente no ano de 2013, tá?

Sr. Sergio: Tá. Então pelo que você disse esses 511 não necessariamente eu devo tomar isso como algum tipo de referência porque vai ser tudo recalculado?

Sr. Eduardo: 511 foi um valor que naquele momento nós retivemos. Nós distribuímos 55% na época, o que foi possível de ser retido naquele momento era 511, mas esses 511 não tem nenhuma referência com preço de Jirau, o preço de Jirau a gente só vai saber depois que o Comitê de Partes Relacionadas acertar o preço com o controlador, tá?

Sr. Sergio: Está ótimo.

Sr. Eduardo: Então não leve isso como referência para nada.

Sr. Sergio: Está ótimo, obrigado Sattamini.

Operadora: Com licença, próxima pergunta vem do Sr. Alexandre Kogaki, do Citigroup.

Sr. Alexandre Kogaki: Alô, boa tarde a todos. A minha primeira pergunta também é relacionada a Jirau. Eu queria pedir a vocês um pouco mais de detalhes em relação ao aumento de Capex focando principalmente no 1,6 bi (que é a mudança de escopo e de cronograma). Eu queria entender se é revisão de preço, quantidades, exatamente a razão para este aumento de Capex?

A segunda pergunta é em relação a preço de energia. Estava olhando o *release* da International Power e eles dão um indicativo de que o preço no mercado livre caiu R$ 30/MWh se a gente comparar o ano passado com o que a gente vê hoje no mercado. Eu queria entender exatamente se aqui eles estariam falando de PLD ou de preço praticado no mercado livre, para que ano seria esta referência e qual seria o valor atual? Obrigado.

Sr. Elio: Primeiro com relação ao Capex, o 1,6 bilhão inclui uma série de investimentos ambientais adicionais. Outra parcela importante é a questão de cunho administrativo, esse projeto não é um EPC, quer dizer, com preço fechado, na verdade existe uma estimativa de quantitativos e um preço fechado para cada item, para concreto, para escavação e à medida que a obra vai evoluindo, esses itens são pagos, dependendo daquilo que é efetivamente realizado.

É importante falar também que esse 1,6... quer dizer, tem uma parcela aí que está em discussão com relação a reembolso e seguro, aí dentro a gente ainda imagina que consiga com mais recuperação. Também existe uma parcela importante de contingências adicionais, desse 1,6 a gente também incluiu uma contingência adicional para o término da obra. Isso tudo é que monta no 1,6.

Com relação a preço de energia, ao *guidance* que foi dado lá fora, na verdade é mais com o objetivo de orientar o investidor da IP com relação à previsão que havia sido dada no passado. Na verdade quando foi feita a fusão, foi passado ao mercado uma espécie de *guidance* para os anos de 2012 /13, e a International Power se sentiu na obrigação de atualizar o mercado com relação às previsões para 2013 em relação ao que havia sido informado anteriormente, por isso aquele número de R$ 30/WWh.

Sr. Eduardo: Talvez eu possa ajudar um pouquinho, eu não participei da preparação deste slide para International Power, mas só pela situação que a gente vivencia na Tractebel, se você olhar os preços que a gente mencionava, contratação lá em 2010 da ordem de 125, 130 que a gente estava falando em 2010, hoje a gente está falando da contratação de curto prazo de 95 a 100, que é um preço bastante baixo - a gente acha que esse preço vai tender a

crescimento com a diminuição do excesso de oferta em função do atraso dos projetos, mas deve ser mais ou menos dentro desta linha.

Sr. Elio: Só para reiterar, não diz respeito à PLD, diz respeito à expectativa de contratação de energia para os anos futuros.

Sr. Sergio: Está ótimo. Muito obrigado pelas respostas.

Operadora: Com licença, próxima pergunta vem do Sr. Reginaldo Pereira, do HSBC.

Sr. Reginaldo Pereira: Oi pessoal, bom dia. A minha pergunta é em cima ainda do investimento em Jirau. Esse aumento agora, como é que isso vai ser acompanhado por financiamento? Como é que vai ficar a estrutura final de capital do projeto?

Sr. Elio: Um bom ponto, Reginaldo, a gente acabou não mencionando nos slides, mas existe uma discussão bastante avançada com o BNDES para a obtenção de uma linha de crédito adicional. Isso já vem acontecendo há mais de seis meses, a gente acredita que nos próximos meses a gente possa dar uma notícia positiva com relação a uma nova linha de crédito ou uma linha de crédito adicional que vai cobrir não só a expansão, mas também essas variações de custo. É exatamente o montante... como ainda está em discussão a gente prefere até aguardar a conclusão dessas conversas com o BNDES para poder dar uma sinalização melhor.

Sr. Reginaldo: Ok, obrigado.

Operadora: Com licença, senhoras e senhores, lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco um (*1). Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Vinicius Canheu, da Credit Suisse.

Sr. Vinicius Canheu: Oi, boa tarde a todos. Uma pergunta sobre os leilões agora deste ano. Tanto o A-3 quanto A-5 para o primeiro semestre, eu queria, se vocês pudessem dar, se vocês têm alguma opinião sobre a possibilidade de realização desses leilões nesse prazo, especialmente A-5 porque continua o problema de licença que houve no final do ano passado. Queria saber se vocês têm alguma expectativa em relação a isso? Obrigado.

Sr. Eduardo: Talvez o pessoal da International Power possa responder melhor sobre essa questão de desenvolvimento de hidros, eu acho que é isso que você está falando sobre o licenciamento das hidros ali do Teles Pires, eu acho que faltam, e São Manoel, Foz do Apiacás e Tapajós. A gente acha que o foco do governo talvez não seja esse, até porque se você olhar a questão de excesso de oferta que a gente viu no curto prazo, isso deixa o governo com uma situação um pouquinho confortável para dar uma esticadinha, né? Mas eu não estou

acompanhando o processo de licenciamento, eu sei que existem dificuldades, mas eu não estou acompanhando. Eu acho que vai existir o A-3, sim, talvez até porque o governo se coloca sempre na posição de realizar A-3 e A-5 todo ano, mas pode ser que o apetite de quantidade não seja tão grande, até em função desta situação de mercado.

Sr. Vinicius: Ok, obrigado.

Operadora: Com licença, próxima pergunta vem do Sr. Sergio Tamashiro, do Banco Safra.

Sr. Sergio Tamashiro: Boa tarde a todos. Sattamini, eu queria entender um pouquinho mais agora esta parte de como é que você vai fazer, a solução de financiamento para a aquisição. Vendo então aí o Capex de 15 bilhões, seja a parte total para vocês 7,6 bi mais ou menos, então a sua dívida líquida aqui de 3 bi vai passar para mais ou menos mais de 10,5 bi, até uns 11 bi se considerar que depois de sair o pagamento de dividendos.

Eu queria ver como é que vocês estão estudando principalmente financiamento com os bancos, como é que já está esse processo? Lembrando que agora principalmente nos próximos anos mais próximos (13, 14 e 15), grande parte dessa energia de Jirau ainda não está contratada, se isso é um empecilho? Se não vão estar fazendo as transferências enquanto não tiver assinado os PPAs? Eu queria entender mais como é que está sendo visto esta parte da solução financeira para a aquisição?

Sr. Eduardo: Tamashiro, obrigado pela pergunta, eu acho que você tocou em um ponto bastante importante. Enquanto a gente não tiver uma definição de preço, a gente não pode ser muito preciso com relação a como financiar. Só fazendo um lembrete: o valor total de 7,6 relativo à parte da GDF SUEZ no projeto tem um financiamento, vamos dizer, 730 e então a gente está falando de um adicional de dívida de 5 bilhões, a gente hoje tem uma dívida líquida de aproximadamente 3, a gente está falando de uma dívida líquida do total de 8 bilhões, uma geração de Ebitda da ordem de 3, a gente está falando de dois vírgula alguma coisa, sem fazer conta de cabeça. Então ainda é bastante razoável o nível de endividamento, a situação dessa dívida do BNDES, a questão ficaria sobre os demais 2,6 - se isso uma vez mais Ebitda, ou uma vez menos Ebitda faria sentido fazer com dívida, ou se faria através do pagamento com caixa próprio da empresa, ou se faria algum tipo de emissão para fazer essa aquisição.

Isso ainda não está resolvido, a estrutura de capital dessa aquisição deverá ser discutida no âmbito do Comitê de Partes Relacionadas, tal como as condições também, os contornos de negociação. Vamos supor que se você tenha alguma incerteza ainda muito grande de preço, pode ser que seja bolado algum tipo de mecanismo de compensação de um lado para outro.

Estou imaginando que isso deverá ser discutido, será matéria do Comitê de Partes Relacionadas, mas vamos supor que o nível de preço de mercado esteja da ordem de R$ 100 e que a gente possa determinar isso como um preço relativo, referência, para o cálculo do preço e criar mecanismos de compensação se o preço for um pouco mais alto da comercialização da energia ou se for um pouco mais baixo para que o Controlador e a Controlada, Tractebel Energia e International Power – GDF SUEZ, possam ter uma sistemática *fair* de preço.

Isso que estou dizendo serão coisas que vão ser discutidas no âmbito do Comitê de Partes Relacionadas e são ideias que poderão ser levadas, não estou dizendo que será isso, mas é dessa maneira que eu entendo que as incertezas ainda do projeto que estiverem naquele momento.

Lembrem: uma das incertezas principais, que é cronograma, está sendo mitigada no momento que a gente está fazendo uma transação, que é muito próximo da operação comercial ou até com o projeto em operação comercial.

Agora a gente vai tentar lidar com as demais incertezas para que isso seja um negócio, dado o tamanho do projeto, etc., seja um negócio *fair* para qualquer um dos investidores, sejam eles investidores da Tractebel Energia, ou sejam eles investidores da International Power - GDF SUEZ.

Sr. Sergio: Tá, entendido. Agora, como essa aquisição de Jirau é um fato, dependendo do *timing*, financiamento, isso aqui vai chegando quase um ponto entre 2,5, 3 vezes *debt to* Ebitda, isso aqui então está lá justo. Eu queria saber mais a política agora de investimentos futuros, novos investimentos. Ou seja, este ano aqui vocês vão estar participando de leilão de energia nova A-3, A-5, aquisições ou ainda dá para ver as duas coisas em paralelo?

Sr. Eduardo: A gente não enxerga, por exemplo, 2,5, 3 vezes Ebitda uma restrição muito grande para a gente. Hoje o mercado tem uma visão de que 3,5 vezes Ebitda seria um nível de endividamento razoável para um investidor de longo prazo em infraestrutura. Eu acho que ainda tem espaço, a questão é se os projetos novos vão estar oferecendo rentabilidade que justifique a alocação desse investimento.

Coisa que a gente não viu em um passado recente, nos leilões anteriores, nos últimos leilões (acho que nos últimos dois anos) a gente tem ficado a margem desses leilões e participado como uma maneira de ganhar conhecimento e estar no mercado, mas a gente tem uma disciplina financeira muito rígida, muito bem definida, muito bem resolvida dentro do grupo e o que não permite aventura. Enquanto o mercado estiver aceitando retorno abaixo do retorno que a gente considera razoável, a gente está fora, mas não é uma questão de volume de capacidade de investimento, é uma questão de decisão racional de alocação de recursos.

Sr. Sergio: Dentro dessa linha, 3 vezes não é mais assim tão crítico, e considerando agora taxa de juros mais baixa do *ratio* das dívidas mais longas, o que considerar razoável para vocês, um limite dentro do setor de *utilities*, o que o controlador considera?

Sr. Eduardo: O que a gente tem escutado, conversando com mercado, é que hoje uma empresa com essa característica poderia estar próxima dos 3,5 vezes o Ebitda para a manutenção do nível de liquidez e de risco que a gente tem hoje - que é o AA+ Brasil com *investment grade* internacional.

Sr. Sergio: Só uma última questão aqui, o entendimento aqui não ficou muito claro, pelo menos para mim. Esses 511 milhões retidos de Jirau em 2010, isso aqui é saída de caixa de vocês ou isso aqui simplesmente vai ser utilizado para pagamento de parte dos 15,1 ou dos 7,6 por parte de vocês?

Sr. Eduardo: Vamos lá, esses recursos são recursos do caixa que seria destinado ao projeto de Jirau. Vamos supor, ele pode ser para complementar os investimentos posteriores porque você vai adquirir e vai continuar tendo necessidade de caixa para complementar a obra. Quanto você adquirir, vai ter lá quatro unidades de operação e você vai continuar tendo 46 a implementar, então vai continuar tendo desembolso. Então pode ser para isso, pode ser para efetivamente fazer a compra em caixa, pode ser..., é recurso destinado ao projeto, mas não necessariamente a gente já definiu qual é o uso dele.

Sr. Sergio: Entendi. Ao invés de você pagar os 7,6, seria menos, você não vai pagar o valor total da obra?

Sr. Eduardo: Vamos supor, ao invés de eu pagar 2,6, eu posso pagar dois ponto, sei lá, eu pago 1 e o restante eu vou absorver ainda como um investimento a ser feito. Naquele momento qual é o *equity* que for aportado? Qual é o valor desse *equity*? Aí é que a negociação vai ser feita, se o valor presente do *equity* for maior, tem um premiozinho, se for menor tem um descontozinho, então é isso o que a gente vai estar trabalhando, e isso é o trabalho do Comitê de Partes Relacionadas.

Sr. Sergio: Ok, ficou claro.

Sr. Eduardo: Esses 511 foram recursos retidos, com base na distribuição de 55 que a gente reteve 45, 45 naquele momento eram os 511 milhões, ok?

Sr. Sergio: Certo, está perfeito, obrigado.

Sr. Eduardo: Nada.

Operadora: Com licença, novamente, para fazer perguntas basta digitar asterisco um (*1). Com licença, próxima pergunta vem do Sr. Gabriel Laera, Banco Espírito Santo.

Sr. Gabriel Laera: Boa tarde a todos, obrigado pela oportunidade. Eu queria falar um pouquinho de Jirau, mas com foco do ponto de vista da Tractebel comprando... não comprando, do ponto de vista da Tractebel hoje. A última informação disponível que eu consegui foi via ITR da Chesf sobre o consórcio, o ESBR, é que já havia 2,5 bi de *equity* aportado. Se vocês vão comprar 50%, pelo menos vocês vão pagar 1,250 bi pelo *equity* que já foi aportado pela GDF nesse caso, essa seria minha estimativa.

Eu queria entender o seguinte: os 15,6 menos esse montante é o que vai ter que ser levantado em dívida? Ou vocês acreditam que serão necessários mais aportes após a compra do projeto?

Sr. Eduardo: Isso não está definido, pode ser dívida, sim - pode ser dívida com o mercado, pode ser dívida com o próprio controlador, dependendo da minha capacidade de geração de caixa. Pode ser um aumento de capital, vamos supor que o controlador possa ou queira aumentar a sua participação ou abrir a possibilidade de aumentar o capital da empresa por alguma razão... vamos supor que seja um momento onde ele não queira aumentar o endividamento, o mercado internacional não está com condições atrativas, isso são coisas que vão sendo resolvidas no momento da transação.

A gente tem as nossas análises, a gente tem verificado as opções que estão colocadas para essa aquisição, mas isso vai depender do cenário no momento da transação. O que é importante é que nós temos acesso, nós temos disposição, o controlador também não está desesperado atrás de dinheiro. Ele até já em algum momento considerou a possibilidade de aumentar esse capital, eu não sei se vai ser em um momento que a decisão tiver que ser tomada, se essa manifestação vai se configurar ou vai se confirmar, mas são todas as opções abertas, eu não gostaria que vocês ficassem presos a um ou outro modelo de aquisição porque isso vai ser resolvido dentro do modelo de negociação, do modelo de transferência, tá bom?

Sr. Gabriel: Perfeito. Um outro ponto seria o seguinte: como você já deixou claro, realmente não tem nada definido, mas isso... a definição deste ponto vai realmente resultar em uma manutenção de um *payout* menor por mais tempo, poderia ser isso? Estaria correta essa leitura?

Sr. Eduardo: Eu posso trocar, fazer aumento de capital e comprometer menos do meu *cash flow* futuro, fazer eu continuar com um *payout* maior, mas aí eu vou estar chamando um capital de todo o mundo, ou seja, estou chamando meu investidor para me dar dinheiro agora para devolver para ele depois. Quer dizer,

é óbvio, esses movimentos que você está falando são corretos e a gente vai ter que também identificar o interesse dos investidores como um todo.

Sr. Gabriel: Perfeito. E dado esse posicionamento, qual é o *timing* que vocês acreditam? A gente consegue ver isso ainda no primeiro semestre, reuniões acontecendo para isso ou isso fica para fim de...

Sr. Eduardo: Eu acredito que a gente em algum momento no final do primeiro semestre deva estar começando a conversar, até porque se a meta é que a gente tenha isso alinhavado para o final do ano, e este comitê é uma novidade para a gente, e a gente não sabe qual é a dinâmica que ele vai seguir, ele vai ter que contratar *advisors*, ele vai ter toda uma dinâmica ainda nova para ser definida e bastante trabalho de profunda análise, eu acredito que tenha que ser feito em algum momento ali no final do primeiro semestre para que ele tenha tempo de no final de 2012 estar preparado para negociação e concretização dessa transação.

Sr. Gabriel: Perfeito. Só voltando um pouquinho em relação à Jirau, e talvez seja o Elio para poder me ajudar um pouco. Esses 1,6 bi entraram na conta como uma despesa maior, como um Capex futuro maior com qual contraparte de receita: na capacidade adicional ou foi realmente algo dentro daquela margem de erro de estimativa de início e associado também a um certo azar em termos de mudança de escopo e etc., como mudanças técnicas dentro do próprio projeto? Como vocês leem isso e como vocês veem esses 1,6 sendo tornados viáveis? Esta é a minha questão: *how feasible is this*? Esse é o meu ponto.

Sr. Elio: Só recapitulando: esses 1,6 tem dentro dele também um volume significativo, eu diria até de contingências adicionais que a gente colocou no projeto para dar mais segurança, mais tranquilidade na execução. É difícil a gente sempre falar em fatores isolados de um projeto, no projeto tem coisas que vão bem e tem coisas que não vão tão bem.

O que a gente pode dizer é que tem outros pontos extremamente positivos do projeto que a gente imagina que vão ser viabilizados brevemente. Tem a questão do crédito de carbono, o crédito de carbono a gente imagina que vai gerar um volume de receita significativo para o projeto. Tem a questão do financiamento adicional que vai sair, que já estão em vias finais. Tem a questão da energia assegurada adicional, os 90 MW.

O que eu posso colocar, Gabriel, de novo, um projeto desse porte, desse tamanho, dessa magnitude é natural você ter coisas que vão não tão bem e coisas que vão muito bem. A gente teve a questão do atraso no nosso início de operação, isso tudo vai para o mesmo cesto e no fim das contas é lógico que a gente acredita no projeto, tem plena convicção de que o projeto é um bom projeto, que a gente vai entregar da forma como a gente imaginou.

De novo: essa fórmula varia, ela evoluiu, materializando implantação e até o início de operação, tem coisas que ainda vão se materializar. É difícil a gente isolar um fator e tentar enquadrar.

Sr. Gabriel: Perfeito. E só para finalizar, eu não quero mais tomar mais o tempo de vocês, ao fim de dezembro deste ano quanto por cento do programa da construção estaria feito, estaria concluído? Em termos de Capex, em termos de montantes financeiros gastos?

Sr. Elio: A gente coloca aqui na apresentação, em dezembro de 2011, dos 15 bi, 8,4 já foram gastos, a nota 2 do slide 20.

Sr. Gabriel: E ao fim desse ano seria 100% então já? 2012 eu digo.

Sr. Elio: Não, boa parte da obra vai estar finalizada porque você praticamente encerra a questão de obras civis, mas você ainda tem a questão da instalação de turbinas e você tem comissionamento de turbinas ao longo de 2013 inteiro e 2014 também, até o fim de 2014. É verdade que boa parte, principalmente da questão de obras civis vai estar finalizada, mas não é 100%, não.

Sr. Gabriel: Perfeito, tá ótimo. Muito obrigado.

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

Sr. Eduardo: Eu queria agradecer a todos a participação, especialmente as perguntas que vem a contribuir para um melhor entendimento do nosso negócio, do negócio do Grupo no Brasil, ou seja, o negócio da Tractebel Energia e o negócio da International Power. E contar com vocês nas próximas edições e a atenção de vocês nos nossos resultados. Muito obrigado. Um abraço.

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