TELECONFERÊNCIA NACIONAL DA TRACTEBEL ENERGIA S/A
RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2010
07 DE FEVEREIRO DE 2011

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 participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "asterisco zero". Cabe lembrar que esta teleconferência 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 (Tractebel): Bom dia, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos à teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre e dos doze meses de 2010.

Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet, através do site www.tractebelenergia.com.br, na seção Investidores. Nele, os senhores 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 dos negócios da Companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje, em Florianópolis, estão Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentará o desempenho da Tractebel Energia no quarto trimestre de 2010 e no ano de 2010, e Elio Wolff, Gerente de Relações com o Mercado da GDF SUEZ Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas.

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

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Bom dia a todos. É com satisfação que estamos aqui para anunciar mais um excelente resultado - o resultado do ano de 2010 é um novo recorde pelo sétimo ano consecutivo. Eu vou passar a comentar os destaques do trimestre, na página 4, onde temos os principais indicadores financeiros e operacionais.

A receita operacional líquida teve um crescimento no trimestre de 21,2%, com uma variação anual (2009/2010) de 17,3%, basicamente em função do aumento de volume no ano de 9,5% e uma variação de preços de 3,5%.

Isso nos levou a um resultado operacional representado aqui através do EBITDA com uma variação anual de 18,6%, um resultado operacional bastante forte, mostrando a capacidade operacional da empresa e com reflexo, obviamente, na margem EBITDA (representada pelo EBITDA sobre a receita operacional líquida) com um aumento de 0,7 pontos percentuais, passando de 63% em 2009 para 63,7% em 2010.

Tivemos um aumento do lucro líquido anual de 11,1%, passando de um lucro líquido de R$ 1.090,9 milhões – já ajustado à aplicação do IFRS desse ano – para um lucro líquido de R$ 1.211,6 milhões. Tivemos um acréscimo, como falamos anteriormente, da energia vendida no ano de 9,5% e no trimestre de 9,7%. Os preços médios representaram também um crescimento de 4,4% no trimestre e 3,5% ano a ano.

Importante ressaltar que a produção de energia cresceu 35,3% no ano. Tivemos alguns eventos interessantes, vale mencionar, na nossa geração termoelétrica, na saída do gerador, no trimestre nós tivemos 739 MW médios de energia gerada, que representa alguma coisa em torno de 640 MW médios no centro de gravidade.

Isso é importante, todos sabem, nós temos uma exposição termoelétrica na substituição da energia termoelétrica e isso reduziu essa nossa exposição no quarto trimestre de 2010. No ano, nós tivemos uma geração média de 619 MW na saída também do gerador, o que representa no centro de gravidade algo em torno de 540 MW médios.

Isso foi um dos fatores que nos levou a um resultado excepcional, resultado em função da alocação da energia e da composição também da geração termoelétrica, nos levando a um resultado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica bastante significativo.

O Conselho de Administração aprovou, com base na geração do lucro desse ano, uma distribuição dos dividendos complementares de R$ 158,3 milhões, ou seja, R$ 0,242/ação, mantendo o compromisso de um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível ajustado.

Importante ressaltar também que a Tractebel se manteve no Índice de Sustentabilidade, o ISE da BM&FBovespa, um importante resultado para nós que estamos nesse índice desde a sua implementação.

Passando para o slide número 5, a gente vai falar um pouco da nossa estrutura de controle. A Tractebel é controlada pela GDF SUEZ. No dia 3 de fevereiro, nós

tivemos um comunicado do *closing* da operação com a International Power, então, passamos a ter uma nova empresa, uma nova estrutura, onde a GDF SUEZ permanece como Controlador último da Tractebel Energia, porém agregando os ativos da antiga International Power dentro da sua unidade, na nova unidade internacional.

Então essa unidade da International Power, que chama Nova International Power, passa a ter 66 GW instalados, tem 22 GW de crescimento já garantido, com base nos projetos já em andamento, e a GDF SUEZ passa a ter 107 GW instalados. Esse número é um número importante em função de a gente poder compará-lo com a capacidade instalada no Brasil hoje, que é da ordem de 108 GW, ou seja, a GDF SUEZ hoje tem uma capacidade instalada próxima à capacidade instalada no Brasil.

Nesse nosso mapa de controle, andando um pouco para baixo, da Tractebel Energia a gente vai reparar uma mudança em relação ao terceiro trimestre de 2010 – que é a ausência da Ponte de Pedra S.A. sob o comando da Tractebel Energia. Essa usina foi incorporada ao portfólio da Tractebel Energia, não mais sendo uma unidade separada, uma empresa separada. Essa decisão foi tomada por simplificar a nossa estrutura e trazer importantes sinergias que nós vamos capturar ao longo dos próximos anos.

Na página 6, a gente apresenta o nosso portfólio de ativos. Não existe grande alteração, a não ser por um pequeno ajuste de participação na Ibitiúva (nossa usina de biomassa) que passou a ter uma capacidade instalada de 21,2 MW. A capacidade instalada da usina continua a mesma, mas a participação da Tractebel Energia subiu um pouco em função de ajustes societários. De resto, a gente continua com dois projetos em execução – Estreito e Jirau – sobre os quais nós vamos falar um pouco mais adiante na apresentação.

Slide 7. Nós continuamos na liderança entre geradores privados; nós somos a maior geradora privada do setor elétrico e vamos continuar assim nos próximos anos, essa é a nossa intenção. Vocês encontram também a comparação nossa com os demais *players* do mercado, que demonstra que nós estamos bem posicionados para exercer o papel do agente consolidador. Vamos estar ativos e atentos às oportunidades que possam surgir ao longo do ano de 2011 e eventualmente no ano de 2012.

No slide 8, a gente fala do nosso portfólio, um portfólio balançado entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras. O que a gente pode notar de interessante, nós já mencionamos ao longo de 2010, é a nossa previsão do aumento de clientes livres no nosso portfólio em substituição, principalmente, as comercializadoras. Isso demonstra um amadurecimento desses consumidores livres e o seu conforto em estar contratando diretamente da geradora, sem intermediação.

Outro ponto a destacar, e já uma comparação entre 2012 estimado e 2011 estimado, é um pequeno acréscimo no que se refere ao portfólio das distribuidoras, basicamente representado pela entrada do PPA, contrato de venda de energia, no ambiente regulado pela UHE Estreito.

Passando ao slide número 9, nós vamos falar da diversificação dentro do portfólio de clientes livres. Um número importante a ser mencionado aqui é o volume total de venda para clientes livres em 2011 é previsto em 1.188 MW médios. Se comparado com o valor de 2010 de 981 MW médios, nós temos um crescimento de 207 MW médios, representando 21% de crescimento.

Isso não é simplesmente o valor de vendas; as vendas são superiores a esse número, pois contratos deixaram de existir ao longo do ano de 2010. Nós vamos ver isso na hora em que nós falarmos de venda em alguns slides adiantes. É importante ressaltar que existe uma diversificação entre os diversos segmentos, sendo o segmento mais representativo o segmento automotivo com 15%.

Passando ao slide 11, nós estimamos que o forte crescimento econômico deverá aumentar a demanda por energia elétrica. Continuamos ainda a ter uma previsão de superávit estrutural – isso pode ser visto pelo gráfico do lado esquerdo. Esse superávit será proveniente de usinas térmicas e dependerá da entrada tempestiva dos novos projetos.

Isso nos leva a concluir que esse aumento da participação termoelétrica e a adoção dos procedimentos de aversão a risco que a gente observou no passado recente poderão elevar os preços futuros de energia. Ou seja, os despachos de termoelétrica são repassados normalmente aos consumidores através ou da conta de combustível dessa geração, ou através de encargos setoriais.

Passamos então para o slide 13, onde a gente fala um pouco do nosso portfólio, da nossa energia descontratada. Nós temos uma estratégia de comercialização, como todos sabem, gradativa de disponibilidade futura. Com o passar do tempo, com previsibilidade de mercado, a Companhia refina essa disponibilidade e define a sua estratégia de contratação. Quando olhamos o gráfico do lado esquerdo e comparamos com o quarto trimestre de 2009, nós vemos o que representou a atividade de vendas neste ano de 2010.

Vou dar alguns exemplos aqui: no quarto trimestre de 2009, a disponibilidade para o ano de 2011 era 263 MW; hoje nós temos 68 MW. Para 2012, era 293 MW; hoje nós temos 53 MW. Para 2013, era 425 MW; hoje nós temos 84 MW. Para 2014, era 880 MW; hoje nós temos 273 MW. Para 2015, era 1.057 MW; hoje nós temos 570 MW. Então, isso demonstra a quantidade vendida que põe na média para esses cinco anos (2011 a 2015) de 374 MW médios, mostrando uma atividade forte de vendas durante 2010.

Como dissemos, a nossa estratégia é aproveitar as oportunidades, as janelas de mercado, a propensão a contratar dos consumidores livres e fazermos contratações nos períodos onde podemos agregar um preço mais elevado ao nosso portfólio. Isso foi feito durante o ano de 2010, vai haver obviamente um arrefecimento no início de 2011, fruto obviamente da redução dos preços *spots*, mas prevemos que essa retomada aconteça no segundo semestre do ano de 2011.

Passando ao slide 14, balanço de energia, temos algumas mudanças com relação ao portfólio, ao quadro apresentado no trimestre anterior. Nós temos uma pequena redução nos nossos recursos próprios – eles caíram 37 MW, basicamente fruto da diminuição da energia prevista para o ano de 2011, relativa à UHE Estreito. Nós hoje já vamos apresentar uma previsão de entrada em março; é pequeno o efeito, mas é um efeito que deve ser comentado. A nossa previsão anterior era fevereiro e a usina deve estar entrando ao longo do mês de março de 2011.

Na segunda linha, compras para revenda, nós vamos notar que a empresa vem comprando energia. Isso é uma estratégia comercial, reposição de portfólio, nós precisamos continuar vendendo e, para vender, precisamos em alguns anos repor o nosso portfólio para fazer produto.

Isto é importante notar, nós vamos olhar na linha de vendas bilaterais que continuamos vendendo no trimestre. Se nós compararmos com o trimestre anterior (terceiro trimestre), as posições do quarto trimestre apresentam vendas líquidas de 20 MW em 2011, de 123 MW aproximadamente entre 2012 e 2014, e de 66 MW em 2015. Ou seja, a atividade continua existindo e perde não mais com o mesmo ritmo, até pelo efeito da redução da propensão a contratação dos clientes livres quando o preço *spot* começa a cair.

Vou passar agora para o nosso crescimento, para os projetos em andamento, na página 16. O Projeto Hidrelétrico de Estreito, como a gente tinha dito, tem entrada prevista agora para março de 2011. Vocês vêem na foto o enchimento do reservatório, já é uma foto da montante da casa de força. Esse enchimento vai possibilitar já o comissionamento da primeira máquina.

É importante ressaltar que esse projeto teve a totalidade da energia assegurada correspondente a Tractebel, de 250 MW vendido a um preço de R$ 149,70, referindo-se a 31/12/2010, e que esse projeto é feito em parceria com Vale, Alcoa e Camargo Corrêa no Consórcio Estreito Energia.

Passando para o slide 17, mais algumas fotos do Projeto de Estreito: a descida da unidade 2 no poço – a primeira unidade já se encontra em fase de acabamento avançado; temos uma vista geral do vertedouro, à direita. Estamos apresentando aqui algumas obras que fazem parte da ação socioambiental do consórcio: a construção da escola em Babaçulândia, o Mercado Municipal em

Carolina e o fórum em Estreito. Isso é parte das atividades socioambientais que uma obra hidrelétrica requer e a integração com a sociedade, o que é muito importante para a visibilidade desses projetos.

Isso eu chamo a atenção também, nós vamos passar a partir deste ano a apresentar, sempre com a comunicação do resultado do quarto trimestre de cada ano, as nossas ações socioambientais. Esse é um anexo novo que vocês podem encontrar nessa apresentação já de 2010.

Nós vamos passar agora ao Projeto Hidrelétrico de Jirau. Esse projeto vai ser apresentado pelo Elio Wolff, que se encontra aqui conosco. Passo a palavra a ele.

Sr. Elio Wolff (Tractebel): Primeiramente, bom dia a todos, obrigado Eduardo, obrigado Antonio. Agora no slide 18, queria trazer algumas informações sobre o Projeto de Jirau, projeto esse que a GDF SUEZ detém 50,1%, o restante os seus sócios a Eletrobrás Eletrosul e a Eletrobrás Chesf, cada uma com 20%, e a Camargo Corrêa com 9,9%.

O projeto, que é de conhecimento dos senhores, é um projeto localizado no Rio Madeira, no estado de Rondônia; possui capacidade atualmente em construção da ordem de 3.450 MW e uma capacidade adicional que está em análise de mais 300 MW, com energia assegurada atual da ordem de 1.975 MW médios, aguardando a resolução do órgão regulador sobre o montante adicional de energia assegurada.

No quadro inferior algumas atualizações importantes: o CAPEX que era da ordem de R$ 11,4 bilhões, agora atualizado para dezembro de 2010, R$ 11,9 bilhões, dos quais R$ 5 bilhões já foram investidos. Importante ressaltar que no momento em que a gente tiver a definição da energia assegurada adicional e com relação às máquinas adicionais, montantes adicionais de crescimento vão ser necessários e a gente acredita que boa parte desses montantes adicionais vão obter financiamento do BNDES. As condições do financiamento original do BNDES estão aqui descritas no valor de R$ 7,2 bilhões e as demais condições permanecem conforme o trimestre anterior.

Passando agora ao slide 19, a apresentação do preço de energia de longo prazo, preço de energia vendida no Projeto de Jirau por 30 anos, atualização do IPCA, equivalente a aproximadamente 2,8%, 3%, agora em R$ 81,2/MWh em dezembro de 2010. Com relação à comercialização da energia livre, somente ressaltar que os sócios em conjunto com a ESBR continuam buscando melhores soluções de comercialização dessa energia. No momento em que tiver novidades, a gente traz aos senhores.

Com relação ao cronograma, aqui é importante reforçar que a gente mantém o cronograma original de março de 2012 para a Unidade 1, janeiro de 2013 para a

27ª Unidade – nesse momento a gente atinge 100% da energia assegurada – e para a 46ª Unidade em janeiro de 2014. Aqui nesse slide também é importante reconfirmar o cronograma do projeto que está em pleno vapor e a gente acredita e confirma o desvio do rio agendado para julho de 2011.

Com relação à linha de transmissão, uma notícia importante também é que no último dezembro, no início de dezembro foi emitida a licença prévia da linha de transmissão, e a gente acredita que o consórcio construtor dessa linha vai correr atrás e tentar buscar atender ao cronograma original da implantação da linha de transmissão.

Agora passando ao slide 20 somente algumas fotos: a foto do vertedouro, da casa de força da margem esquerda e da casa de força 1 da margem direita. Na última foto, temos a Nova Mutum Paraná, que foi inaugurada no início de janeiro. Nova Mutum vai oferecer qualidade de vida não só aos funcionários que atualmente estão na usina, como futuramente também aos antigos moradores da Vila Mutum.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Nós retomamos ao desempenho financeiro da Tractebel Energia. No slide 22, a gente vê os principais agregados: receita líquida desde 2007 apresentando um crescimento de 10,8% ao ano, EBITDA também no mesmo período apresentando um crescimento de 12,2% ao ano e o lucro líquido de 5% ao ano.

Esses números já contêm os ajustes da primeira adoção, quer dizer, de 2009 e 2010 a primeira adoção volta a janeiro de 2009, então 2009 foi reclassificado de tal forma a representar essa primeira adoção e permitir a comparação de 2010 com 2009.

Basicamente os impactos são os impactos da adoção do *fair value* nos ativos imobilizados que tiveram um impacto bruto da ordem de R$ 1,2 bilhão e isso vai representar um aumento de depreciação bruta da ordem de R$ 80 milhões, com o impacto líquido da ordem de R$ 57 milhões no resultado nos próximos anos.

O benefício pós-emprego que teve um impacto também na primeira adoção. Isso aí refere-se à regra da CVM de permitir um corredor de 10% de variação; esse corredor então sofreu o primeiro ajuste em 2009 e isso gerou um impacto que foi direto a lucros acumulados do ano de 2009, e também teve uma reversão de despesas que ocorreram em 2009 e 2010 da ordem de R$ 24 milhões em 2009 e R$ 75 milhões em 2010. Vocês vão poder observar esse detalhe no *release* de resultados com um pouco mais de precisão nesses números.

Passamos então para o slide de número 23, onde a gente apresenta a evolução da receita operacional bruta. Como a gente já falou, basicamente impactada por um aumento do volume de 9,5%, gerando R$ 327 milhões a maior. Tivemos um

impacto da sazonalização da energia e da liquidação na CCEE, e um impacto gerado pelo aumento de 3,5% do preço.

Alguns podem falar que em um ano de inflação tão elevada, um valor tão reduzido de aumento de preço, já que a gente tem os nossos preços todos escalonados pela inflação. Na verdade, eu tenho que lembrar que alguns preços impactados em 2010 tiveram grande parte da inflação de 2009 afetando as suas variações.

Na verdade, nós tivemos um *mix* de variação de índice de 2009 e 2010, e vai acontecer a mesma coisa em 2011 – vamos ter impacto de índices que vão ocorrer em 2010. Por exemplo, os contratos em IGPM que estão reajustados em janeiro obviamente vão ter o impacto total do IGPM de 2010 de 11,1%, e obviamente os contratos por IGPM ao longo do ano vão sofrer parte desta inflação grande de 2010, face à inflação que estará ocorrendo então em 2011.

Nós tivemos também a entrada de novas usinas que contribuíram para a evolução da receita operacional bruta. Tivemos uma redução no valor exportado em 2010 com relação ao ano de 2009, e também a questão da indenização da CESS que foi um fato único ocorrido em 2009, também não ocorreu no ano de 2010, o que contribuiu, no comparativo, a redução da receita operacional bruta. Esses fatores resultaram em um aumento de 18% de 2010 contra 2009.

Passando para o slide 24, falando um pouco da evolução do EBITDA, basicamente os mesmos fatores. A contribuição da CCEE – é importante aqui ressaltar que ela tem o efeito da receita que foram os R$ 222 milhões que nós apresentamos no slide anterior – teve um efeito de R$ 118 milhões na questão da redução das compras das operações na CCEE. Isso nos dá um resultado total de R$ 340,3 milhões que, líquidos de impostos, significa R$ 317 milhões (impostos de vendas, na verdade, redução do PIS/Cofins no valor da receita).

As novas usinas contribuem para a evolução do EBITDA em R$ 85 milhões e tivemos outros pequenos efeitos gerando uma elevação do EBITDA de 18,6%, passando de R$ 2,202 bilhões para R$ 2,611 bilhões. Um outro fator importante na questão da CCEE que vale a pena ressaltar é que o PLD médio do sudeste no ano de 2009 foi de R$ 39/MWh, enquanto que no ano de 2010 foi de R$ 70,2/MWh, um crescimento substancial e que se intensificou no quarto trimestre de forma expressiva. Se comparado 2010 com 2009, o quarto trimestre de 2010 teve um preço médio de R$109/MWh contra o quarto trimestre de 2009 que teve o preço médio de R$16/MWh, então esse também foi um dos fatores que contribuíram muito para o resultado do quarto trimestre e do resultado do ano de 2010.

Falando então da evolução do lucro líquido, mais uma vez a participação da CCEE, e o outro fator importante, que aqui está um pouco minimizado, é a questão da aceleração da inflação e do aumento das despesas financeiras. O

aumento da inflação está de certa forma distribuído aqui entre novas usinas e resultados financeiros, porque as novas usinas têm esse resultado aqui separado.

As novas usinas também passam a ter despesas financeiras. Todos os financiamentos que antes das despesas financeiras eram incorporados ao ativo imobilizado a partir das suas operações passam a ter as despesas financeiras apropriadas diretamente na conta de resultado. Nós temos 73 milhões do resultado financeiro líquido, receitas menos despesa, e aqui nas novas usinas nós temos o resultado das usinas menos os resultados financeiros dessas próprias usinas.

Passando então para o slide 26, onde a gente compara o desempenho trimestral do quarto trimestre de 2009, terceiro trimestre de 2010 e o quatro trimestre de 2010, dos diversos agregados financeiros e operacionais. Importante ressaltar que no preço médio de venda de energia nós tivemos um decréscimo do terceiro trimestre de 2010 para o quarto trimestre de 2010 basicamente em função do preço do PLD médio do terceiro trimestre ter sido maior do que o PLD médio do quarto trimestre. A liquidação das sobras ocorreu em um ambiente de preço desfavorável e reduziu então o preço médio da energia vendida do quarto trimestre contra terceiro trimestre.

Também vale a pena ressaltar, com relação à margem do EBITDA, nós passamos do quarto trimestre de 2009 para o quarto trimestre de 2010 uma margem de 67% para uma margem de 63%, basicamente em função da maior geração termelétrica pela usina de William Arjona, as outras têm o elemento da CDE, o reembolso do combustível, então seria basicamente combustível a gás da William Arjona, e também do efeito de um maior volume de compras para revenda.

Passando para o slide 27, o nosso baixo nível de endividamento possibilita o aproveitamento das oportunidades de crescimento; temos feito dessa forma. Nós temos hoje uma dívida bruta de R$ 4.444 milhões comparada com a geração de EBITDA de R$ 2.611 milhões que nos leva a uma relação dívida total/EBITDA de 1,7.

Vocês vejam que apesar de nós termos aumentado a nossa dívida bruta de maneira substancial (passamos de R$ 3.415 milhões para R$ 4.444 milhões), basicamente relativo à UHE Estreito, o nosso *ratio* dívida total/EBITDA subiu muito pouco, o que demonstra que a forte geração de caixa operacional vem suportando o nosso crescimento.

Com relação ao caixa, nós temos um caixa bastante alto no final de 2010. Esse caixa vai ser usado para liquidação de impostos – o pagamento de imposto de renda, agora já em janeiro foi efetuado o imposto de renda pessoa jurídica, e o

recolhimento também do imposto de renda sobre juros de capital próprio que serão pagos juntos com os dividendos complementares.
Nós estamos também reservando recursos para a liquidação da primeira e terceira emissões de debêntures feitas em 2005 e 2007, e obviamente vamos ter os dividendos complementares a pagar ao longo do primeiro semestre de 2011. Nosso endividamento líquido então se estabelece no número de R$ 3.361 milhões, ou seja, 1,3 vezes o EBITDA gerado de 2010.

Passando para o próximo slide, o slide 28, mostramos então a evolução da dívida líquida: o primeiro elemento de R$ 1.161 milhões relativo à UHE Estreito; o segundo, investimentos, a questão do pagamento da própria UHE Estreito mais os outros investimentos relativos ao CAPEX de operação e manutenção e outros pequenos projetos; o terceiro refere-se a pagamentos ao longo do ano de 2010 de dividendos de juros de capital próprio de R$ 536 milhões que estão no caixa; variação do capital de giro de R$ 127 milhões; variação monetária e juros líquidos em valores pequenos.

O importante é a geração de caixa de R$ 1.807 milhões, vindos das atividades operacionais da Tractebel Energia. Passamos então para um crescimento de dívida líquida de 55,6%, de R$ 2.160 milhões para R$ 3.361 milhões.

Passando para o slide 29, vamos falar um pouco mais de detalhes sobre a dívida, o perfil da dívida. Nós temos uma concentração grande em 2011, iniciamos a primeira e a terceira emissões nos valores de R$ 140 milhões e R$ 600 milhões respectivamente e que vão ser liquidadas; elas vencem agora no mês de abril. Voltamos então a um perfil mais equilibrado das dívidas normais relativas aos projetos BNDES e da quarta emissão no valor de R$ 350 milhões.

O nosso custo da dívida é vinculado basicamente a reais. É uma estratégia nossa para evitar *mismatch* de moeda. Apenas 5% permanecem em moeda estrangeira, são 5% que nós não fazemos *hedge*, ele é de longíssimo prazo, nós não temos como fazer uma liquidação desses valores em função da sua característica e da sua origem serem vinculados a dívida-país, negociação dos *trade bonds*.

A composição do endividamento tem tido cada vez mais uma maior importância da TJLP, financiamento do BNDES. Essa é a nossa estratégia; esse é o *funding* que a gente considera o *funding* mais adequado para financiamento de longo prazo, com custos adequados. E ele vem crescendo, tende a crescer mais com a aquisição de novos projetos e com a construção de novas usinas pelo grupo.

Passando então para o slide número 30, onde nós vamos falar sobre os investimentos suportados pela geração de caixa, nós já falamos, EBITDA e a geração de R$ 2.611 milhões. Nós tivemos um investimento no ano de 2010 de R$ 2.208 milhões, sendo parcialmente financiado pela dívida assumida com o

BNDES e desembolsos ocorridos ao longo do ano também nos projetos existentes.

Nós optamos por não incluir o Projeto de Jirau aqui até que haja o *closing* da operação que deve ocorrer no início de 2012 com a participação do comitê de partes relacionadas, formado em outubro último em conjunto com o controlador.

Temos a política de dividendos, no slide 31. Continuamos tendo nosso compromisso, aderindo ao nosso compromisso assumido na época do *follow-on*, pagamento na distribuição mínima de 55%, em que pese no mínimo estatutário da empresa de 30%, e o pagamento com frequência semestral. Isso nos gerou então o pagamento complementar agora no ano de 2010 de R$ 158,3 milhões, ou seja, R$ 0,242/ação, totalizando então um pagamento total no ano de 2010 de R$ 664,4 milhões, com *payout* total de 55%.

É isso o que nós tínhamos para apresentar. Vamos passar para perguntas e respostas. Estamos à disposição para perguntas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Sr. Vinicius Canheu (Credit Suisse): Oi, bom dia a todos, Sattamini, Elio, Previtali e todo o time de RI. A minha a pergunta é em relação ao crescimento. O ano passado, se a gente for olhar os leilões de hídrica que ocorreram durante o ano, mesmo tirando Belo Monte, foram quase 3 GW de capacidade nova sendo contratados.

Eu queria saber se vocês têm uma ideia de qual é o potencial para 2011 e se tem alguma coisa específica, não precisa dar o nome do projeto obviamente, algum número de capacidade que a Tractebel e GDF SUEZ estarem interessadas? Esta é a primeira pergunta.

E a segunda é em relação a Jirau, sobre aquele pedido de expansão de capacidade. Eu queria saber como é que está o andamento desse processo na Aneel e se tem alguma chance de ele participar já no A-3 agora de julho que está agendado? Obrigado.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Vamos dividir a pergunta em duas então. Com relação ao plano de crescimento, o grupo continua estudando os projetos – os projetos de Teles Pires, do Rio Teles Pires e do Rio Tapajós – e continua olhando potencial no desenvolvimento de usinas eólicas e de biomassa.

Um número mágico não existe, mas a nossa ideia é garantir no mínimo que nós mantenhamos a nossa participação de mercado. A única coisa que nós temos em mente muito forte dentro da empresa é que esse crescimento não deverá vir em detrimento do retorno aos investidores.

Nós vamos estar olhando e tentando ter o máximo possível, dentro dessa estratégia de crescimento da nossa participação, pelo menos na obtenção da nossa participação, os projetos que virão ao mercado no ano de 2011 e nos próximos anos. Eu passo ao Elio para falar um pouco sobre Jirau.

Sr. Elio Wolff (Tractebel): Sobre Jirau, a expansão ainda depende da aprovação do Órgão Regulador com relação ao montante de energia assegurada. A gente não tem muita novidade com relação ao que a gente comentou no trimestre anterior, somente que os sócios do Grupo ESBR continuam trabalhando em conjunto com o Órgão Regulador e tentando buscar uma definição para esse montante de energia assegurada.

Isso pode acontecer rapidamente e, acontecendo, logicamente a gente vai buscar as melhores formas de comercializar essa energia. E se houver a possibilidade de participação em leilões, logicamente, o grupo vai avaliar e vai tomar a decisão de acordo com a conjuntura daquele momento.

Sr. Vinicius Canheu (Credit Suisse): Está ótimo, obrigado.

Sr. Marcos Severine (Itaú BBA): Bom dia a todos, obrigado pelo *call*. Sattamini, Previtali, eu tenho duas questões aqui: a primeira é em relação ao cenário para a contratação de energia para 2011/2012.

A gente tem visto o noticiário recente bastante quente em relação à possibilidade de atraso na entrada em operação de algumas térmicas. Agora em 2013 também um volume bastante expressivo aliado também a questão do atraso na linha de transmissão que vai estar conectando esses projetos lá do Rio Madeira.

Vocês estão observando, vocês já sentiram, digamos assim, hoje comparado a doze meses atrás alguma pressão em relação a preço, algum crescimento da demanda de consumidores livres buscando contratos mais longos? Eu queria entender, ter um *feedback* de vocês em relação a isso, um *update* em relação a esta dinâmica de mercado.

E uma outra pergunta minha é em relação à energia livre de Jirau. Vocês fizeram aquela tentativa de comercialização através do leilão eletrônico; vocês identificaram que a melhor forma seria estar negociando individualmente, ou montando, enfim, contratos que atendessem melhor à necessidade desses consumidores livres.

A ideia é a seguinte: vocês já conseguiram efetuar alguma comercialização? Vocês apostam em 2011 como o ano em que vocês vão estar conseguindo colocar esta energia? Ou vocês acreditam que em função ainda de um cenário

não tão positivo para geração, para preço de eletricidade isso aqui pode escorregar mais para 2012? São essas duas perguntas, obrigado pela atenção.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Eu vou responder a primeira parte, depois passo para o Elio responder sobre Jirau. A primeira parte com relação a como é que anda o cenário de contratação 2011/2012. Você tocou em um assunto que realmente nós já chamamos a atenção desde o trimestre anterior que uma parte da demanda vai estar sendo atendida pela oferta que estará entrando nos próximos anos, ou seja, 2011 tende a ser atendida pela projeção de demanda, praticamente pelos projetos que vão entrar; e 2012, a mesma maneira.

Isso obviamente traz uma preocupação. Se esses projetos não entrarem, se você vai ou não ter uma carência de atendimento da demanda. Nós não vemos dessa maneira. Nós achamos que isso obviamente também depende da hidrologia; obviamente se você tiver uma hidrologia ruim, você tende a piorar o cenário. Existe a possibilidade, mas não é um fato concreto.

Eu acredito que a entrada em 2013 a gente está falando em um outro cenário, um eventual atraso na linha do Madeira, mas em compensação você vai ter a entrada daquelas usinas que deixaram de entrar em 2011/2012, também não desbalanceando necessariamente oferta e demanda, mas também deixando o mercado mais uma vez um pouco mais apertado e irá requerer um pouco mais de atenção do regulador e do operador. Eu vou passar ao Elio agora para responder as perguntas sobre Jirau.

Sr. Elio Wolff (Tractebel): Com relação a Jirau, na verdade, houve aquela tentativa no leilão passado e desde então os sócios do Grupo ESBR vêm buscando continuamente alternativas para a comercialização dessa energia, dentre elas a negociação direta, o potencial participação em leilões. Novamente, tentando identificar qual é a melhor forma e buscando colocar a PPA dentro das condições que o grupo acha adequado.

É bem verdade também que até o presente momento a gente não tem novidade com relação ao estabelecimento de PPA; tão logo a gente tenha, a gente vai trazer aos senhores para comentar.

Sr. Marcos Severine (Itaú BBA): Ok, só um *follow-up*, se vocês me permitem aqui. Se eu entendi bem a resposta da primeira questão, ou seja, nos próximos dois anos, em função desses eventos, nós teríamos um cenário mais favorável para a contratação? Ou seja, a gente poderia esperar preços melhores do que a gente observou nos últimos dois anos? É mais ou menos isso?

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Depende, tem uma componente forte também que é a componente momentânea. Hoje você começa a reparar e durante a apresentação nós mencionamos que nós tivemos um volume grande

de contratação ali no segundo e terceiro trimestres de 2010, e o volume de contratação volta a cair um pouco no final de 2010, é a componente do PLD.

Apesar de não existir nenhuma relação entre o preço de curto prazo e o preço de contratação não devesse existir, psicologicamente ele afeta a decisão do consumidor e nós estamos vendo isso acontecer. Então o que eu quero dizer com isso é que, apesar de você ter uma previsão de mercado um pouco mais apertada para frente, se você tiver uma hidrologia favorável, pode ser que você não tenha esse impacto de melhoria de preço.

Você tem alguns outros elementos que vão estar sendo jogados no mercado ainda nesse próximo ano de 2011 e 2012: é a questão da renovação das concessões que também vai afetar barbaramente o comportamento do consumidor livre.

É difícil a gente fazer uma assertiva. Pode ser que o que você está visualizando aconteça, exatamente pela razão de o mercado ficar um pouco mais apertado, mas existem outros elementos que a gente precisa considerar e que podem não configurar uma melhoria efetiva no mercado de contratação, apesar de o seu direcionamento estar correto.

Sr. Marcos Severine (Itaú BBA): Ok, obrigado.

Sr. Henrique Peretti (UBS): Bom dia a todos. A minha pergunta é sobre o *payout*. Vocês referiram no *release* que a gente pode esperar para 2011 o mesmo nível de *payout* de 2010, que foi de 55%, e a questão de investimentos já comprometidos.

A gente está pensando o seguinte: isso inclui Jirau, então eu imagino que o desvio do rio em 2011... fica aqui a transferência em 2011 e se por um acaso isso não acontecer, você poderia ter um *payout* maior esse ano? Obrigado.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Não, isso não considera Jirau, se eu contratar Jirau antes ou depois, não vai interferir no meu *payout* de 55%. 55% é o mínimo que a gente se comprometeu, e se Jirau não vier a acontecer, em 2011 nós já estamos comprometidos com outros investimentos.

A gente não prevê a saída de caixa para Jirau em 2011, a gente estaria prevendo acontecer uma saída de caixa eventualmente em 2012; e aí sim, 2012 a gente teria uma potencial mudança no *payout*.

Sr. Henrique Peretti (UBS): Ok, obrigado.

Sr. Marcelo Britto (Citigroup): Olá, bom dia a todos. A minha pergunta também diz respeito basicamente a Jirau. No *release* desse quarto trimestre e também

nessa apresentação, vocês comentaram que a expectativa pode ser de preferência de Jirau no primeiro trimestre de 2012.

Eu imagino que isso implica que todos os mitigadores de risco estejam devidamente endereçados pela Tractebel. E um dos mitigadores seria a contratação da capacidade que não foi originalmente comercializada no leilão no qual vocês obtiveram a concessão de Jirau.

Há possibilidade de transferência de Jirau sem a venda da capacidade não comercializada? Esta é uma das perguntas. E se também existem impedimentos no *project finance* desse projeto, a transferência como um resgate da parte do BNDES ou a necessidade de se colocar mais *equity* nesse projeto por conta da não comercialização de Jirau? Obrigado.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Marcelo, pode haver a transferência sem a comercialização, sim. O que vai acontecer é que vai ter mais uma variável para ser negociada entre a GDF SUEZ e o Comitê Independente para avaliação e negociação de transações de partes relacionadas.

Agora a segunda questão, a questão do financiamento. Existem obrigações no *project finance* de contratação; os sócios vão ter que assumir uma garantia e o BNDES aceitar a garantia, caso eles não venham a comercializar, ou caso a comercialização seja feita a preços inferiores aos preços estabelecidos contratualmente. Isso também terá um preço que será precificado. Não acredito que isso venha interferir no nível de alavancagem do projeto.

Acreditamos que se a gente tiver condições de oferecer uma garantia, ou conseguir contratos com preços compatíveis com o contrato de financiamento existente, ou conseguir garantia dos controladores do projeto de forma que essas garantias sejam boas e suficientes aos olhos do BNDES, o nível de alavancagem mesmo para as novas capacidades seja mantido ou seja elevado. Eu até pulei um pouco na frente da pergunta, eu respondi a pergunta que deveria ser respondida pelo Elio.

Sr. Elio Wolff (Tractebel): Mandou bem.

Sr. Marcelo Britto (Citigroup): Perfeito. Então, quer dizer, é um jogo entre garantias e comercialização, e isso se transfere em preço, está certo?

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Para ver quem vai assumir esse risco no momento. O que é importante é que na hora que nós tivermos a negociação entre controlador e a empresa através do seu Comitê, quanto mais incerteza tivermos, mais elementos a gente vai ter para complicar a definição de preço. Deve buscar, imagino que a GDF SUEZ vá buscar, é uma redução por conta dessas incertezas.

Sr. Marcelo Britto (Citigroup): Perfeito. Agradeço, Sattamini. Obrigado.

Sra. Mariana Coelho (Itaú BBA): Oi, bom dia a todos. A minha pergunta diz respeito à CESP. A gente tem observado o noticiário forte a respeito da intenção do Governo do Estado de São Paulo em privatizar a Companhia, obviamente esperando a renovação das concessões pelo Governo Federal.

Eu queria saber se a Tractebel teria interesse nessa licitação. E se teria fôlego inclusive para isso, uma vez que a gente está esperando também a incorporação de Jirau. É isso, obrigada.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Sim, eu diria que sim. É uma decisão que não é apenas nossa aqui; é uma decisão também com o Controlador, em conjunto com o Controlador. Nós já participamos do processo anterior, infelizmente, o processo não foi adiante. É um belo ativo, talvez um pouco grande, talvez a gente precise fazer, como da outra vez, algumas associações, mas acredito que de uma maneira geral a resposta para o interesse na CESP é sim.

Agora, a segunda questão: se caberia dentro da Tractebel. A gente obviamente... a Cesp tem uma vantagem: ela é um ativo gerador de EBITDA, ela vai gerar já recursos. Isso facilita um pouco a aquisição – você pode fazer uma aquisição alavancada e, com um ativo de qualidade, eu também acho que o Controlador teria interesse de colocar *equity* na operação.

Então, não vejo nenhum problema com relação a financiar uma boa aquisição, desde que ela venha a preços interessantes e tragam retornos interessantes.

Sra. Mariana Coelho (Itaú BBA): Está ótimo, obrigada.

Sr. Felipe Leal (Merrill Lynch): Bom dia a todos. A minha pergunta também é relacionada a Jirau. Eu vi aqui que dos R$ 11,9 bilhões de CAPEX previstos para o projeto, já foram investidos R$ 5 bilhões. Eu gostaria de saber quanto mais ou menos é previsto de desembolso do projeto para 2011?

Sr. Elio Wolff (Tractebel): A gente prefere até não entrar nesse nível de detalhamento para frente. Na verdade, o restante – os R$ 6,9 bilhões – acontecem até o "atingimento" da última máquina. O que se pode imaginar, eu não vou dizer que é um esboço linear, porque não é, mas uma grande concentração de investimentos de CAPEX em 2011 e 2012, e vai baixando os níveis para 2013 até o fim do "atingimento" da operação da última máquina.

Sr. Felipe Leal (Merrill Lynch): Está certo. Então, a conclusão da maioria até atingir 100% da energia assegurada.

Sr. Elio Wolff (Tractebel): Uma boa parte disso e o restante subseqüente, mas o investimento é em 2011 e 2012. Perfeito.

Sr. Felipe Leal (Merrill Lynch): Está certo, obrigado.

Sr. Eduardo Sattamini (Tractebel): Eu queria agradecer a todos, a participação no *call*, as perguntas e dividir aqui a nossa satisfação. Imagino também que a satisfação por parte de vocês como investidores da Tractebel Energia de estarmos apresentando resultados bastante interessantes neste ano de 2010. Muito obrigado a todos e até o próximo trimestre.

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