Local Conference Call
Tractebel Energia
Resultados do Quarto Trimestre e do Ano de 2012
8 de fevereiro de 2013

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: Bom dia, senhoras e senhores. Sejam todos bem vindos à teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre e ano de 2012.

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

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência relativas às perspectivas dos negócios da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje, estão Manoel Zaroni Torres, Diretor-Presidente, Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no quarto trimestre e ano de 2012, e Elio Wolff, Gerente de Relações com o Mercado da GDF SUEZ Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após, responderemos às questões que eventualmente sejam formuladas.

Agora, eu passo a palavra ao Sr. Manoel Zaroni Torres. Por favor, pode prosseguir.

Sr. Manoel Zaroni Torres: Bom dia a todos. É uma satisfação poder participar da conferência. Vamos iniciar a apresentação já no slide número 4 com os principais destaques financeiros e operacionais da empresa.

A Receita Líquida de vendas cresceu 13,5% no ano e no trimestre 15,6%. Vocês se lembram que o último trimestre nós tivemos preços spot muito altos, PLD alto, muita geração térmica mais o deslocamento das hidrelétricas pelo GSF e nessa composição acabamos tendo ainda 15%. O EBITDA cresceu 6,8% em relação ao ano anterior e o resultado líquido cresceu 3,6% em relação ao ano anterior e -3,6% em relação ao quarto trimestre do ano passado.

Essas variações trimestrais elas são devidas à alocação diferente de um trimestre para outro, nós vamos explicar mais tarde. É importante salientar que a produção de -19,6% basicamente afetou pouco o resultado. Essa produção na verdade está relacionada à produção das hidrelétricas e do regime hidrológico onde estão situadas as usinas, e ela faz parte do MRE e então ela tem, vamos dizer, pouco peso na relação dentro da empresa, nos negócios da empresa. Ela é valorada em uma melhor posição ao preço da tarifa de utilização.

No slide número 5 como destaque do ano nós gostaríamos de comentar a disponibilidade das usinas, tirando as paradas programadas de 98,3% nas hidrelétricas, 89% nas termelétricas e 93,8% nas complementares. Aqui eu destaco a importância da disponibilidade alta nas termelétricas, lembrando que são termelétricas antigas - eu não diria velhas porque estão todas novinhas - mas já com muitas horas de operação, 40 anos, 50 anos como a usina de Charqueadas e reflete a qualidade da manutenção e dos investimentos em Capex de manutenção que empresa tem feito, e essas termelétricas elas quando são chamadas elas têm que estar disponíveis.

Outro destaque, o conselho aprovou ontem - depois nós vamos falar mais detalhes - nós vamos distribuir em relação a 2012 R$ 1.546,4 milhões, R$ 2,37/ação, 100% do Lucro Líquido distribuível ajustado. Continua no ISE, que foi divulgado no final de 2012 desde a primeira edição.

Tivemos a inauguração de Estreito em 17 de outubro, a usina tem 1.087 MW em Tocantins. Tivemos a participação lá da presidente Dilma e do presidente do Grupo GDF Suez, Gerard Mestrallet. A usina, lembrando, a Tractebel tem 40,07% da participação da usina e ela já está com sete máquinas entre as oito em operação, sendo que a falta de operação da oitava máquina acarreta em termos de negócio um reflexo pequeno. Ela já tem 97,3% da assegurada disponível com sete máquinas.

Ainda tivemos uma melhoria em função da solidez da geração de caixa e do baixo endividamento da empresa, uma elevação do *rating* de crédito corporativo de longo prazo da companhia pela Standard & Poor's de brAA+ para brAAA, e na Fitch também elevou o *rating* internacional de BBB- para BBB.

No slide 6, que mostra a estrutura da Tractebel eu chamo a atenção apenas em relação ao trimestre anterior um pequeno acréscimo de participação na Ibitiúva Bioenergética, a gente acabou adquirindo participação de um sócio pequeno, e para 2013 vai sumir essa MAESA, a MAESA está sendo, vamos dizer assim, extinta, vai passar tudo para dentro do consórcio.

O slide 7, ele mostra o portfólio da Tractebel, a distribuição no país, nos estados em que nós temos as nossas 22 usinas e o nosso crescimento durante os anos. Vocês podem observar de 2011 para 2012 onde tem um aumento de 1 MW, que é justamente aquela participação de Ibitiúva que eu mencionei. É importante observar que no nosso portfolio nós temos 81% de hidrelétricas, mais 2% de complementares e 17% de termelétricas, que num momento de seca, digamos assim, de hidrologia baixa e com altos preços é importante ter no portfólio termelétricas.

Isso funciona como um *hedge*, porque, por exemplo, no quarto trimestre nós tivemos uma geração no país de todas as termelétricas praticamente, a termelétricas inclusive que tem o custo operacional muito caro, e teve um deslocamento das hidrelétricas que produziram menos do que a capacidade comercial, a chamada energia assegurada.

O GSF que nós chamamos no quarto tri ficou situado entre 90% e 96%, o que significa que se você está 100% contratado você passa comprar a PLD, e essas termelétricas quando são despachadas elas geram a potência, a capacidade. Então isso você acaba, daquilo que você está comprando, comprando parcialmente sua própria energia da termelétrica, e isso ajuda a minimizar esse efeito de termelétricas que certamente, nas empresas que só tem geração hídrica, o efeito foi mais significativo.

O slide 8 mostra o nosso market share, mostra claramente que a Tractebel entre as privadas é de longe a maior empresa geradora, temos 6,9 GW já instalados e quando Jirau passar para a Tractebel vamos para 9,3 GW, ficando atrás apenas da Eletrobrás.

O slide 9 é o nosso portfólio de clientes livres e comercializadoras, a nossa atuação no mercado livre e no mercado regulado. Lembro que o mercado regulado é a venda para as distribuidoras que geralmente está vinculado a novas concessões, a novas usinas. Salvo alguma exceção você é obrigado a vender para adquirir uma concessão 70%, 80% para o mercado regulado podendo, então, optar para vender a menor parte para o mercado livre.

Em 2012, então nós tínhamos 55% de clientes no mercado regulado, isso são contratos de mais longo prazo, normalmente quinze anos para as termelétricas, 30 anos, 30 a 35 anos para as hidrelétricas e 8 anos para a energia existente vendida no mercado regulado. E o mercado livre compõe-se de indústrias, grupos econômicos industriais e comercializadoras. Nós temos 34% com 11% -45% vendido no mercado regulado em 2012 e para 2013 vamos ficar praticamente meio a meio.

O mercado livre é uma maneira de mitigar a venda da energia existente, porque a energia existente você vende apenas no leilão de A-1 no mercado regulado e tem tido um *cap* bastante baixo em função também dos investimentos, dos leilões, os últimos leilões terem dado preço muito baixo, e nós achamos que não é conveniente esperar o leilão de A-1 para vender, daí então a nossa atuação cada vez mais crescente no mercado livre, onde você pode negociar, ter contratos mais flexíveis, onde a gente tem o contato com a indústria.

Com a lei das concessões, a renovação das concessões, nós vamos continuar competitivos porque a redução da tarifa anunciada e já publicada para as distribuidoras a gente continua com os preços que nós estamos comercializando energia ainda competitivos em relação ao mercado cativo. E dentro do próprio mercado livre, como grande parte da energia foi direcionada para o mercado cativo com as cotas nós vamos ainda, vai ter menos oferta no mercado livre, e nós então teremos o nosso papel de comercializador no mercado livre realçado, digamos assim. Mas vamos ser mais competitivos ainda.

O slide 10 de mostra que nós temos contratados no mercado livre - esse eu acho que é o recorde nosso - nós passamos de 1.497 MW para 1.740 MW médios negociados. Salvo engano nós somos a primeira comercializadora do país hoje.

Nós procuramos diversificar a nossa venda em vários segmentos da indústria e isso visa você tirar o risco do comprador - não o risco financeiro, por que nós temos uma política de crédito bastante forte, bastante bem executada, e então nos nossos padrões a gente consegue ter *default* zero nessa política de crédito. Nós não temos praticamente nenhum não pagamento em função da política de crédito.

E com a distribuição no tipo de indústria a gente consegue mitigar o risco da produção industrial, da atividade industrial. Eu vou lembrar só que, por exemplo em 2009, quando teve a crise financeira mundial, alguns segmentos de indústria, por exemplo a indústria metalúrgica, todo o consumo caiu para 50% e em alguns casos até para 30%. Então com isso a gente mitiga esse tipo de risco também.

Bom, vamos pular para o slide 12 e falar um pouco no mercado de energia no Brasil. O gráfico do lado esquerdo as barras em azul mostram a diferença entre a oferta e a demanda. Eu chamo a atenção que em 2001 tinha mais oferta do que tem hoje, do que tinha em 2012 e teve racionamento, em 2007 e 2008 estava com déficit e não teve racionamento e em 2012 tivemos uma situação muito ruim no fim do ano, com baixa oferta e não teve racionamento e não vamos ter porque está chovendo.

É muito diferente de 2001 que nós tivemos durante o período de verão 60% da MLT - da média de longo termo - e agora nós estamos já passando de 100% um pouco no sudeste, que é o drive. Então os preços tendem a baixar e o risco de racionamento já foi embora, inclusive porque nós temos também mais termelétricas no país, temos mecanismos de aversão, temos maior interligação com a transmissão e então a gente não tem esse risco.

A oferta futura aqui se vocês compararem com o trimestre anterior ela abaixou a diferença porque foi acrescentado 300 MW no mercado e foram retirados 1500 MW basicamente das térmicas da Bertin, que saíram fora da oferta. Então tem uma redução de oferta, mas tem oferta.

Na direita mostra em preto a demanda, a projeção de demanda, e as barras são as ofertas de hidrelétricas, de pequenas usinas hidrelétricas, de termo e de reserva. É sempre justo, o futuro é justo e normalmente fica mais justo porque é muito comum que os cronogramas não sejam atendidos - tem sido uma constante no Brasil - e também as linhas, porque como a oferta é calculada com interligações as linhas não ficam prontas no prazo também e essa oferta na verdade diminui.

E uma dependência cada vez maior para atender a demanda de geração térmica. A tendência é que a energia secundária que atende a demanda diminua, os reservatórios estão cada vez menores e então vai ter mais volatilidade no preço do PLD, no preço spot.

Vamos entrar agora na estratégia comercial, o slide já é conhecido do senhores e mostra que a Tractebel tem como política e como estratégia, vender sempre, vender sempre a despeito do preço. É lógico que a gente tenta capturar quando temos melhores preços, mas como política a gente vai vendendo gradualmente a energia futuro.

Isso às vezes parece que não é bom. Se a gente olhar especificamente 2013 eu preferia ter 100 MW, 200 MW, 300 MW contratados; mas felizmente ou infelizmente a gente está quase que 100% contratado e o gráfico à direita mostra exatamente isso: se a gente for olhar o fim de cada ano a quantidade de energia que tem vai diminuindo, por isso que a gente vai formando produto. Se for necessário a gente adquire energia para ir vendendo - principalmente essa venda é mercado livre - ela é venda entre 3 e 5 anos quando o preço está baixo e quando o preço está alto há mais tendência de compra, há mais prazo, é até um paradoxo.

Com relação ao terceiro trimestre nós aumentamos, compramos 63 MW, vendemos 27 MW e então aumentamos a nossa disponibilidade em mais 36 MW médios para 2013.

No slide 15 aqui eu vou chamar a atenção de alguns pontos: primeiro mostrar o preço atualizado em termos de dezembro de Estreito (Estreito é o último vermelhinho aí na apresentação): 2007 energia nova, 2012 30 anos, 256 MW, R$ 162,6/MWh.

Maior que isso a anterior R$ 181/MWh é São Salvador mas tem uma UBP muito alta, então na prática o líquido é mais baixo. Chamo a atenção de um decréscimo em 2014 da venda de 194 MW em relação ao último trimestre de 2012 - último trimestre comparando com o terceiro. 2014 nós tivemos então 143 MW de venda e para 2015 21 MW.

Eu queria também chamar a atenção que aparentemente a gente tá comprando mais caro em 2013, 2015 que vendendo (R$ 132/MWh contra R$ 133/MWh) mas esse R$ 133/MWh na verdade se refere apenas a 215 MW médios, que é o volume de compra. Então isso às vezes é necessário no momento, porque para recompor o portfolio às vezes você precisa ter atitudes dessa maneira.

Como a gente, só realçando, como a gente vende como política sempre, a gente tem uma média de preço, temos preços maiores que esse - muito maiores - e também temos preços menores.

Vamos ao slide 17, crescimento. A primeira usina é Estreito que está como em construção aqui mas na verdade já está em operação: sete máquinas, 1.087 MW, 40,1% da Tractebel, 100% contratada, a parcela nossa por trinta anos a R$ 162,6/MWh.

O slide 18 mostra exatamente que cada máquina, isso tem políticas diferentes para cada usina, determinadas pelo regulador (pela Aneel). No caso de Estreito a gente vai agregando a cada máquina e a última máquina agrega só 7 MW médios. Essa máquina a gente teve na verdade um acidente. Ela era para estar funcionando desde dezembro e um equipamento foi danificado e ainda não tinha sido fabricado o sobressalente, então há uma demora, uma espera para recompor essa máquina, o que deve acontecer em março agora desse ano.

Eu pediria ao Elio para colocar as questões de Jirau, fazer a atualização do projeto, por favor.

Sr. Elio Wolff: Obrigado Zaroni, bom dia a todos, é uma satisfação estar aqui de novo para apresentar o projeto de Jirau aos senhores. Já no slide 19 algumas atualizações, a primeira delas a questão de comissionamento das máquinas e a consequente operação comercial planejada para o segundo tri de 2013.

O financiamento não é totalmente novidade, mas tem um total de R$ 9,5 bilhões, valor inicial de R$ 7,2 bilhões + adicional de R$ 2,3 bilhões. O financiamento é TJLP + *spread* (a TJLP hoje está na casa de 5% e o *spread* varia entre 2,1% e 2,3%).

Passando para 0 slide 20 algumas novidades também. O projeto vocês já conhecem, é uma usina hidrelétrica de 6.750 MW. A GDF Suez detém 60%, dá para ver, é ilustrado no gráfico em pizza à direita acima. Grande parte da energia da usina já está vendida por 30 anos indexada à inflação.

O primeiro PPA tem um ajuste, a gente recentemente recebeu a aprovação da Aneel para ajustar o cronograma da usina e consistentemente o PPA. O PPA entra iniciando entre março e maio, ainda dependendo de algumas questões técnicas de operação do sistema. Esse PPA ele atinge o montante de 1.383 MW médios em 2016 com valor atualizado da ordem de R$ 91,5/MWh.

O segundo PPA ele começa em março de 2014, tem um montante de 209 MW médios e tem o preço de R$ 110/MWh. Esse segundo PPA diz respeito à expansão da usina. O saldo de energia que vai ser comercializado pelos sócios (a SPR assinou contrato com sócios) e aí a gente consegue enxergar também no gráfico à direita, no gráfico em pizza abaixo, o volume no longo prazo que a GDF Suez detém, energia descontratada, que é cerca de 323 MW médios.

O Capex atualizado - o último Capex que eu tinha informado era R$ 15,4 bilhões em 2012 - e atualizando esse Capex pelos indexadores do projeto, traz o Capex para fim de 2012, para dezembro de 2012, em R$ 15,7 bilhões.

Aqui uma notícia interessante, bastante positiva: no fim de 2012 a gente conseguiu a aprovação do governo brasileiro para a obtenção de créditos de carbono (foi em 20 de dezembro), já no dia 26 a gente deu entrada nas Nações Unidas e espera conseguir a aprovação das Nações Unidas ainda no início de 2013 e o que a gente espera é um montante da ordem de 6 milhões de toneladas de créditos de carbono equivalentes já iniciando alguma receita em 2014.

Outro ponto importante: a gente continua trabalhando para obter energia adicional (90 MW médios) e a questão dos incentivos fiscais da região.

Passando para slide 21 algumas fotos para demonstrar o estágio avançado da obra: o içamento do distribuidor, a galeria elétrica, a casa de força e Nova Mutum.

Retorno a palavra, agradeço ao Zaroni o espaço. Obrigado Zaroni.

Sr. Manoel: Continuando a expansão no slide 22 os nossos complexos eólicos Porto do Delta e o complexo de Trairi. Porto do Delta nós tivemos a licença atrasada, tivemos alguns problemas lá, e nós na verdade não estamos construindo. Nós estamos *in holding* esperando oportunidades, lembrando que a gente está comercializando a energia do complexo Trairi, que são essas quatro usinas eólicas (Trairi, Fleixeiras, Guajirú e Mundaú). Nós estamos comercializando essa energia para mercado livre, aquele mercado de consumidores especiais que tem 50% na tarifa de *fee*.

As instalações estão indo bem. Nós estamos seguindo, já estamos com as bases prontas, estamos começando a montar as torres e a nossa previsão é de licença de operação em meados de 2013, que é quando a gente vai ter esses 115,4 MW disponíveis. A energia já está 100% vendida com contratos de médio prazo (3 anos, 5 anos).

A gente espera ter linha de transmissão na rede básica para transmitir essa usina quando ela ficar pronta. Pelo que tudo indica estamos fazendo um esforço junto. A nossa linha de conexão ela é ligada na estação de Pecém, mas de Pecém para frente está bastante atrasado.

Agora vamos falar do desempenho financeiro, eu mesmo vou colocar, Sattamini presta atenção aí para me ajudar se for preciso.

Sr. Eduardo: Pois não.

Sr. Manoel: O crescimento, o primeiro slide - slide 24 - mostra uma visão assim de médio prazo para trás mostrando que em todos, tanto na Receita Líquida, no EBITDA, quanto no Lucro Líquido a média ponderada de crescimento é interessante: 12% na receita, 2,2% ao ano no EBITDA e Lucro Líquido 11,2% atingindo R$ 1,5 bilhões em 2012.

O slide 25 mostra basicamente a evolução da receita entre dezembro de 2011 e dezembro de 2012 em um gráfico que a gente chama de gráfico ponte, mostrando que foram acrescentados à receita R$ 290 milhões pelo preço médio de venda; um resultado expressivo na CCEE, isso aqui normalmente se a Tractebel não fizesse nada deveria ser negativo esse valor, porque nós temos térmicas e quando elas não geram a gente compra do mercado, então o nosso balanço seria negativo e em função da locação e da maior geração térmica a gente conseguiu ter um resultado positivo bastante expressivo nesse ano.

Temos um acréscimo de receita devido à usina de Estreito que ficou motorizada em 2012; um aumento de receita devido ao aumento do volume de vendas; uma redução da receita devida à não exportação (em 2012 não teve exportação de energia, muito pouquinho, praticamente insignificante); e R$ 7 milhões de outros. Assim nós saímos de R$ 4.327 milhões de Receita Líquida para R$ 4.912 milhões.

Na mesma linha a evolução do EBITDA se deu um pouco menor o percentual de 13,5% para 6,8%. É interessante isso, mas saiu de R$ 2.910 milhões para R$ 3,108 milhões. Mesma coisa: R$ 179 milhões é CCEE; a usina de Estreito R$ 119 milhões; o resultado de operações, que é o volume e preço, aumentou R$ 78 milhões; exportação –R$ 61 milhões; e tem essa rubrica de resultados não recorrentes que é um balanço sempre, provisões e reversões desse ano de 2012 e alguma coisa, porque nós tivemos muitos eventos não recorrentes em 2011. Eu vou explicar mais um pouco isso aí no próximo slide.

A evolução do Lucro Líquido. O Lucro Líquido de 2011 é R$ 1.448 milhões (R$ 1,5 bilhão) com crescimento de 3,6% que chama a atenção, porque você tem aumento de receita de 3,5%, 6,8% no EBITDA e 3,6% no Lucro Líquido. Acontece que basicamente, então, tudo é a mesma coisa: CCEE, operações, Resultado Financeiro, Estreito. Estreito vocês observam que Estreito teve um papel no EBITDA e na Receita, mas tem um número muito baixo, caiu em relação a 2011. Isso é por causa do financiamento, aumento da UBP e também, como vai entrando em operação as máquinas você não tem capitalização dos juros do investimento.

A exportação –R$ 40 milhões e R$ 77 milhões não recorrentes. Nós tivemos muitos eventos não recorrentes em 2011. Se a gente não tivesse tido esses eventos em 2011, se a gente expurgar os eventos não recorrentes de 2011 e 2012 o aumento de Lucro seria em torno de 9%, 9,6% se não me engano. Então entre isso aí eu posso citar, por exemplo, a baixa da MAESA, o recebimento de reversão de provisões de ações judiciais, ajustes fiscais, ajuste de créditos fiscais de Ponte de Pedra de R$ 22 milhões, uma série de coisas que foram feitas. Então só lembrando que os efeitos não recorrentes acabam afetando esse percentual de crescimento.

No slide 28 eu vou chamar a atenção no meio em cima o crescimento do preço médio da energia vendida, do nosso valor médio de venda no quarto trimestre, e também a queda na margem EBITDA, embaixo de 66% para 60%. A margem EBITDA é o seguinte: quando a geração hidrelétrica é uma margem EBITDA alta, geração térmica a margem EBITDA é menor, a margem é menor e a compra de energia e revenda a margem ainda é menor ainda - ainda é menor ainda é bom - mas então exatamente no quarto trimestre o que aconteceu foi isso: uma maior geração térmica e maior compra de energia para revenda caindo a margem.

No slide 29 o Endividamento. O Endividamento Bruto R$ 3.535 milhões, tirando o Caixa o Líquido fica R$ 2.355 milhões, 6% em moeda estrangeira, 1,1x o EBITDA, e a geração de caixa operacional 75% da Dívida Bruta.

Essa dívida ela foi composta da seguinte maneira, no slide 30 o gráfico ponte: nós saímos de R$ 2,8 bilhões para R$ 2,3 bilhões de Dívida Líquida; R$ 1.421 milhões em Dividendos; impostos, Imposto de Renda e Contribuição Social R$ 566 milhões; Novos Investimentos ou Investimentos R$ 335 milhões; juro, amortização apropriados R$ 236 milhões; variação monetária e cambial R$ 41 milhões; os juros capitalizados R$ 34 milhões; e R$ 11 milhões variação do Capital de Giro; e Resultado das Operações ou o Resultado Operacional R$ 3,1 bilhões chegando nesse valor aí.

No slide número 31 a composição de médio e longo prazo da dívida. Eu lembro que a nossa dívida 6% só que corre risco cambial, então 94% está em moeda local sendo 76% ligada à TJLP. A redução da TJLP de 5,5% para 5% dá R$ 12 milhões a menos ao ano que vamos pagar de juro.

Então a dívida é tranquila, o perfil dela nós temos alguns pagamentos importantes em 2013 e 2014: R$ 513 milhões em 2013, R$ 143 milhões para a operação 4131 com o Bank of America e R$ 160 milhões da segunda emissão de debêntures, e a mesma coisa em 2014: R$ 626 milhões, sendo R$ 287 milhões do Bank of America e R$ 160 milhões também da segunda emissão de debêntures.

O Investimento. O Investimento de 2012 é R$ 109 milhões de capital próprio e R$ 245 milhões de financiamento com dívida. Isso aí abrindo aí dá R$ 81 milhões de Capex de O&M geral, R$ 160 milhões de Estreito, R$ 113 milhões das eólicas e mais algum pequeno investimento.

Em 2013 a distribuição é a seguinte: R$ 989 milhões de capital próprio e R$ 205 milhões financiados. Isso aí seria R$ 237 milhões de O&M, uma pequena parcela para Estreito e outros investimentos; R$ 385 milhões para o parque eólico lá do Trairí - o complexo Trairí - e tem uma reserva em torno de R$ 500 milhões para futura aquisição da participação de Jirau. Nos anos subsequentes de 2014 e 2015 é só Capex de O&M.

O Dividendo. O Dividendo a gente pagou 100% do Lucro Líquido distribuível, R$ 2,37/ação com *dividend yield* de 7,1% considerando o preço médio de 2012 com a média dos pregões ponderada pelo volume dia a dia. Ontem isso representaria 6,7%.

Com isso eu só quero chamar a atenção, tem uma série de slides na apresentação sobre o desenvolvimento sustentável mostrando as ações que a empresa vem desenvolvendo tanto na área ambiental quanto na área social. Os prêmios, todos os investimentos que a gente faz.

Tem uma pequena abertura do balanço no slide 68, depois tem uma pequena explicação sobre a substituição térmica, a alocação, e o slide 72 mostra então que em 2012 nós tivemos um resultado positivo na CCEE com a alocação de R$ 198 milhões, diferente do que a gente teve uma perda em 2011. Porque a CCEE ela representa um gasto, uma despesa porque a substituição térmica é uma despesa. A gente tenta mitigar isso e tem ano que a gente consegue ter um resultado positivo.

Com isso eu encerro com a minha apresentação e me coloco à disposição para eventuais perguntas.

Seção de Perguntas e Respostas

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Felipe Leal, Bank of America.

Sr. Felipe Leal: Boa tarde a todos. Eu tenho duas perguntas, primeiro na parte das eólicas você mencionou um certo atraso nas linhas de transmissão e eu queria saber como isso compromete o seu contrato no mercado livre, se você já está tomando alguma iniciativa para se proteger no caso de um potencial atraso nas linhas.

E segundo em relação a Jirau se vocês ainda trabalham com o fim desse ano como o momento para a transferência do ativo e se a gente deve ainda contar com uma redução no *payout* para mais, enfim, algum mínimo de vocês de 55%.

Sr. Manoel: Boa tarde Felipe, tudo bom? Felipe, com relação às eólicas, na verdade a gente vai trabalhando no mercado, na verdade o atraso já está para 2013 nós já temos comprada a energia, fechamos praticamente este mês, comprando futuro, fechamos já o portfólio, já vendemos para 2013. Isso tudo já está mitigado para um eventual atraso do parque eólico. Os clientes nossos vão ser atendidos, a gente vai administrando isso aí à medida que o tempo vai passando.

Com relação à transferência de Jirau, a transferência de Jirau certamente é um problema, é uma questão complexa. A gente tem um projeto muito grande mesmo perto da Tractebel Energia. Vai demandar um esforço grande lá do comitê de parte relacionada dos envolvidos, GDF Suez e da própria Tractebel, e certamente como a usina está atrasada - foi recentemente aprovado um novo cronograma para a usina pela Aneel semana passada - o *closing* dessa operação não vai ser em 2013. A gente pode até começar a discutir, a trabalhar em 2013, mas não vai ser em 2013. Então você pode esperar que há uma tendência da gente pagar um *payout* elevado.

Sr. Felipe: Tá jóia, muito obrigado.

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

Sr. Gabriel Salas: *Hi, hi everybody, thanks so much for the call. I am sorry my Portuguese is not great, so I will stick to English if that is ok. The first question is about... I have two questions, the first one is regarding your exposure to the draught in a bigger context also trying to extend into the industry overall because of the MRE you have, the whole industry is the kind of in the same boat.*

So what is your opinion? 4Q was a kind of more… was a kind of difficult; do you think 1Q exposure of you guys to the spot market as a mid-buyer would be - in money terms, in volume terms - is it going to continue? Do you think that the improvement on hydrology is enough to alleviate some of the generation companies' including ourselves exposure to higher spot prices, etc., from the very top down view?

And then you just mentioned that with the delay in the transfer of Jirau… not just delay but with actually the time that you will spend negotiating and getting all the documentation done with the transfer of Jirau plus a relatively healthy and very strong balance sheet with less than 1x net debt/EBITDA ratio and a strong free cash level of production would you, on the dividend side, does it make sense for you guys to be conservative and reduce the dividend side or should we just forecast that you are going to continue proposing a nearly 100% payout? That is it, thank you.

Sr. Manoel: Gabriel é o seguinte: a primeira questão, o parque hidrelétrico do país, ele produz e é despachado centralizadamente pela ONS e se você começa a gerar muito térmica a carga é a mesma, você desloca o MRE, o que produz esse GSF menor do que 1 e afeta principalmente quem está 100% contratado.

No caso da Tractebel nós temos térmica que mitiga um pouco esse risco e quando ela gera, gera mais do que a capacidade comercial. Então a gente compra de um lado e gera um do outro.

Segundo, em janeiro provavelmente com R$ 413/MWh de média de preço de PLD e com a alocação vai ter um GSF elevado em janeiro, janeiro e fevereiro. Março pode ser que há uma tendência do preço do *spot* caindo, mas as térmicas vão continuar gerando, porque eu não acredito que o governo vá autorizar paralisar as térmicas, uma vez que ele vai querer recuperar ao máximo os reservatórios do país para não ter risco em 2014 quando teremos copa do mundo e eleições presidenciais.

E a hidrologia atrasou a chuva, mas ela veio e então nós estamos tendo um verão pouquinho atrasado, mas normal.

Agora o terceiro, se eu soubesse responder tudo o que você perguntou sobre isso, eu não te responderia com certeza, porque vai fazer parte da estratégia nossa aqui.

Com relação a Jirau, Jirau certamente um atraso como eu já respondi anteriormente. A intenção, quem define o pagamento de dividendo, que a gente propõe ao conselho, são os acionistas, mas a tendência é de pagar um dividendo elevado até o fim do ano.

Sr. Gabriel: Obrigado.

Operadora: Com licença, lembrando que para fazer perguntas digitem asterisco um. Novamente, para fazer perguntas digitem asterisco um.

Com licença, encerramos neste momento a seção de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Manoel Zaroni para as considerações finais. Por favor Sr. Zaroni, pode prosseguir.

Sr. Manoel: Eu gostaria de frisar que a Tractebel teve um ano de 2012 que nós consideramos muito bom. Toda a turbulência do setor em função da renovação das concessões e da falta de chuva, digamos assim, dado o alto preço afetaram um pouco a Tractebel. A próxima concessão da Tractebel a vencer é 2028, é a primeira, então isso é um efeito que está muito longe e até lá muda tudo, muda país, e nós então o fato da gente ter usinas térmicas mitiga bastante esse deslocamento do GCF.

E a nossa expertise, a nossa inteligência, a gente tem tido mais sucessos do que insucessos na alocação da energia. Isso então para 2013. 2013 nós estamos muito contratados, mas com certeza nós vamos saber adquirir a energia no tempo certo e continuar fazendo um bom negócio.

O nosso resultado não deverá ser surpresa em 2013. Vamos estar pagando dividendos elevados e temos um resultado sólido. Ampliamos muito a base nossa de clientes livres, temos uma disponibilidade elevada das usinas, temos um preço de energia crescente e ajustado pela inflação. Então eu não espero nenhuma novidade importante a menos que a gente faça alguma coisa, algum grande investimento durante o ano, e então isso pode mexer no dividendo; mas não tem nada à vista, vamos dizer assim.

Muito obrigado pela atenção de vocês, é sempre uma satisfação conversar com vocês.

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