Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Quarto Trimestre e do Ano de 2013

21 de fevereiro de 2014

Operadora:
Bom dia. Esta é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do quarto trimestre e do ano de 2013. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes, e mais tarde será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando as instruções serão informadas. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "*0". Cabe lembrar que essa audioconferência está sendo gravada. Esta apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.tractebelenergia.com.br, na sessão de Investidores. Nele os senhores poderão obter cópia da apresentação e do release dos resultados da companhia.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da companhia, devem ser tratadas como previsões, dependendo da conjuntura econômica do país, do desempenho, e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a modificações. Conosco hoje estão o senhor Manoel Zaroni Torres, Diretor Presidente, o senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia do quarto trimestre e do ano de 2013 e a senhora Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará a atualização sobre a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora, eu passo a palavra ao senhor Manoel Zaroni Torres. Por favor, pode prosseguir.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Bom dia a todos. Estão aqui comigo o Sattamini, a Anamélia da GDF Suez Brasil, e o Antônio Previtali, o nosso Relações com Investidores. Eu, antes de entrar, queria fazer alguns comentários, eu vou falar dos destaques, no slide número 4. Eu vou aproveitar para fazer uns comentários pertinentes com a questão. Vocês observem que a receita anual de vendas de energia subiu 13,4% em relação a 2012; o EBITDA caiu 1,9%; a margem caiu 8,5 pontos percentuais; o lucro líquido caiu 3,6% - foi de R$ 1.436,7, e no último trimestre caiu 33,6%; Energia vendida, em MW médios, teve um aumento e o preço líquido médio de venda também aumentou 5,5%.

Eu gostaria de destacar duas coisas: primeiro que comparar resultados trimestrais em uma empresa geradora não é a melhor maneira, não é conveniente, porque eu sempre falei isso, você pode estar cometendo um erro de avaliação, pois cada trimestre tem uma característica diferente do outro, cada trimestre tem características diferentes de um ano para o outro. Como o MW Médio da empresa, a capacidade comercial, ela pode ser alocada em base mensal, você pode ficar num trimestre vendedor e no outro trimestre comprador. Então você tem manutenção das usinas térmicas e a própria alocação. Então você pode ter um trimestre que você tem um resultado muito bom, e num outro trimestre ter um resultado ruim, sendo comprador e o outro vendedor.

Então essa comparação ela não tem muito sentido e deve-se comparar a base do negócio, comparar o resultado anual. E a base do nosso negócio o que é? São os contratos de longo prazo, os contratos de curto prazo, e marginalmente o resultado das exposições de positivo e negativo na CCEE.

O ano de 2013 foi um ano totalmente atípico para nós, e para o setor elétrico em si. Ele começou lá em 2012, mais precisamente dia 11 de setembro, com a Medida Provisória 579, que transformou, deu o marco regulatório para a renovação das concessões, antecipando a renovação de concessões das usinas hidrelétricas e das usinas de transmissão, e estabelecendo o regime de cotas. Isso fez com que aliada a uma seca, nós chegamos em janeiro, o regime de cotas não foi possível se concretizar a alocação das cotas para as distribuidoras, e a alocação foi feita ao final de janeiro, ou no mês de fevereiro, não me recordo bem, já todo mundo sabendo o preço de janeiro, que era R$ 413/MWh e alguma coisa. É o mês de janeiro, e a outra característica foi COPEL, CEMIG e CESP não aderiram ao regime de cotas e ficaram essas empresas então com muita energia livre. Por outro lado, a Tractebel Energia tinha dentro da sua política de vender energia gradualmente em contratos, ela tinha tomado a decisão lá atrás, em 2010, que nesse período de 2013 a 2015, quando venceriam as concessões de grande parte das hidrelétricas, quando nós teríamos a volta ao mercado - isso volta ao mercado regulado e livre - de 9 mil MW que estavam contratados naqueles leilões que tiveram em 2004, por oito anos - então estavam voltando em 2013 9 mil MW e em 2014 6 mil MW - e o crescimento com as novas grandes usinas que deveriam estar em operação, baseados no crescimento de 5.2% ao ano, esse número foi abaixo. Então a gente teve, estrategicamente, entendia que o preço ficaria baixo e que a gente deveria aproveitar a oportunidade lá em 2010 de vender o máximo possível de energia para esse ano.

O que aconteceu foi exatamente o contrário, nós tivemos um preço muito alto por causa de uma seca no final de 2012, em janeiro, como nós estamos vivendo hoje, no começo do ano. Então foi feito um processo de alocação, vamos dizer, quase que *ex-post* para janeiro. E a gente sabia que durante o ano dificilmente teríamos preços

dessa ordem, de R$ 413/Mwh, que nem com as mudanças regulatórias chegaram a esse preço. Então foi prudente e corretamente, a gente alocou muita energia em janeiro. Evidentemente vocês se recordam que em janeiro nós tivemos uma geração hídrica, como todo mundo alocou muito, nós fechamos com um GSF de 25% mais ou menos. Ou seja, você perdeu, quando você aloca e a geração é menor, que dá um GSF, é como se você multiplicasse o teu lastro por 0,75. E para fazer isso nós tivemos que ficar em alguns meses expostos, e particularmente ficarmos expostos em abril e maio, e no fim do ano outubro, novembro e dezembro, bastante expostos, dentro de uma política estudada e pensada de alocação. E em cima disso nós tivemos ainda mais dois fatos que em janeiro a gente acabou perdendo o lastro de Willian Arjona por falta de gás durante os meses que antecederam, uma decisão correta do órgão regulador, isso está na Resolução, e perdemos o lastro de Alegrete. Com isso nós ficamos com falta de lastro, e expostos nesses meses que eu já mencionei. Mas, mesmo assim, nós, se não tivesse tido a mudança regulatória, nós teríamos tido com a alocação um ganho em torno de R$ 9 milhões na alocação. Com a mudança regulatória que se deu através da CNPE 03, que foi dia 6 de março (de 2013), ela criou dois fatos novos: Ela criou aquela divisão dos custos da geração térmica fora da ordem de mérito em duas parcelas - Primeiro aqueles dois preços de PLD, que nós chamamos de delta PLD, para quem estava exposto pagava PLD, e outra parcela o rateio proporcional à participação no mercado da CCEE.

Isso teria ganho um impacto por si só na Tractebel. O delta PLD nós conseguimos mitigar comprando, tomando a iniciativa rapidamente, comprando no mercado energia, que melhorou o nosso resultado, as nossas vendas, inclusive, e nós praticamente tivemos uma despesa pequena com delta PLD. E a outra parcela do rateio, como vocês sabem, nós temos através da APINE, da Associação dos Produtores Independentes de Energia uma liminar que nos desobriga de fazer o pagamento, mas no nosso resultado nós provisionamos esse valor, no valor de R$ 54 milhões. Então eu já tenho R$ 54 milhões por conta da CNPE 03, adicionais a minha estratégica. Além disso, com a mudança da metodologia do cálculo PDL do CVAR você acaba antecipando a geração térmica no modelo, e aumenta o preço. Então nós passamos de ganho de R$ 9 milhões, com a mesma alocação, para uma despesa de R$ 106 milhões no ano. Então isso deu uma diferença para nós em torno de R$ 115 milhões. Então R$ 115 milhões nós temos, R$ 115 mais R$ 54, dá R$ 169, ou seja, o efeito da CNPE 03 na estratégica da Tractebel, em relação às exposições, foram R$ 170 milhões.

Evidentemente nós mitigamos tudo o que podíamos, por exemplo, em março, em abril, maio, em que estávamos expostos, nós tínhamos alocado a manutenção de Jorge Lacerda C, que nós postergamos e ainda nem fizemos esse ano ainda. Nós temos, a Tractebel tem essa facilidade, aquela vantagem competitiva, de poder trabalhar com suas usinas térmicas, de modo que isso funciona como um *hedge* para proteção da

alocação, caso aquilo não dê certo. Mas historicamente a gente tem tido bons resultados. Então isso é uma explicação assim bastante geral. Com relação aos nossos volumes de vendas, a disponibilidade das usinas e os preços, nós continuamos com muita consistência, e como estamos consistentes também nós temos convicção que a nossa estratégia o ano passado foi correta, nós simplesmente fomos atingidos por uma coisa inesperada que foi a mudança da regra do jogo no meio do jogo.

Mudando aí para o slide número 5 eu queria falar de alguns destaques. O Conselho de Administração ontem aprovou dividendos complementares relativos a 2013, num montante de R$ 461,8 milhões, R$ 0,70 por ação e no exercício total a Tractebel vai fazer um *payout* de R$ 1.474,2 bilhões, equivalente a R$ 2,25 por ação. Ou seja, conforme vem fazendo nos últimos anos, 100% do lucro líquido distribuível ajustado, e isso compensa aquelas reavaliações dos ativos que nós tivemos que fazer por conta da implementação do IFRS no modelo brasileiro. Por que a gente está distribuindo esse lucro? A transferência de Jirau não vai ocorrer esse ano, certamente, e nós temos previsto investimentos apenas em... fechamos ontem a aquisição de Ferrari, que é uma geração de biomassa de bagaço de cana, em torno de 65 MW, com capacidade comercial de 23,2 MW, e que tem a possibilidade de um *retrofit*, em aumentar a capacidade com energia livre. Então como nós temos o endividamento em torno de uma vez 1,1x do EBTDA, a gente então optou para esse baixo endividamento para pagar esse dividendo de 100%.

Ainda nesse ano de 2013 entraram em operação comercial as Centrais Eólicas de Trairi e Guajiru, que são o Complexo Trairi, 55,4 MW de capacidade instalada. Olhando hoje já temos em operação Fleixeiras, 30 MW, e temos ainda Mundaú que teve entrar na próxima semana em operação comercial, então perfazendo 115 MW do Complexo. Além disso, temos a operação de todas as máquinas da Usina de Estreito, tendo entrado a última também em operação o ano passado. Esse ano a gente conseguiu fazer os trabalhos e aprovar a incorporação no fim do ano, na Assembleia de 30 de dezembro, da Companhia Energética São Salvador. E de fato a empresa da Usina de São Salvador, isso é uma política que a gente persegue sempre, uma vez que a empresa tem criado muitas subsidiárias, no total de 32, e cada projeto acaba sendo uma nova empresa, que tem um custo administrativo muito grande, e às vezes acaba ficando com *trap cash*, que a gente chama assim, e não consegue, por razões de financiamento, não consegue distribuir o dividendo, então sempre que é possível a gente incorpora. Se vocês derem uma olhadinha no slide seguinte vai ver que tem uma caixinha faltando aqui debaixo da Tractebel, do lado esquerdo, que é exatamente onde estava São Salvador. São Salvador foi incorporado aí na Tractebel Energia.

Devo dar a notícia também, os senhores já sabem, que no dia 6 de janeiro as ações da companhia ingressaram no índice Bovespa, que aumenta bastante a liquidez.

O slide 6 mostra a organização, o nosso controlador, a GDF Suez, com 68,71%, e as nossas subsidiárias, aqui eu não tenho muito comentários, é uma governança complexa, mas que a gente tem tudo consolidado, nós temos todos os sistemas para executar. E temos, na verdade, cada empresa dessa é gerenciada por alguém da própria Tractebel, do próprio quadro, que tem duas posições normalmente, ou mais.

O slide 7 mostra várias coisas, a nossa distribuição geográfica, a empresa é uma empresa que atua no território nacional, praticamente em 8 estados, ela cresceu significativamente (87%), mas vocês observam que passa período sem crescer, porque tem uma estratégia, digamos assim, responsável de crescimento, não faz usina ou compra usina por fazer, pra crescer apenas, tem que crescer consistentemente. E o nosso mix de energia, 80% de hidrelétrica, 17% termoelétrica e 3% de complementar.

No momento a gente está, vai fazer *retrofit* Ferrari, e deve iniciar esse ano a construção de outro parque eólico lá em Santa Mônica, que é conjugado com Trairi, eu não sei quantos megas tem - 102 MW. E temos ainda, eu já vou adiantar, uma usina solar de 3 MW, que deve entrar em operação agora em março, a gente deve tê-la operando ligada ao sistema.

O slide 8 mostra a nossa posição em relação aos nossos pares, a gente de longe a maior empresa geradora privada do setor, e temos a ambição de sermos a maior entre todas. Mas, temos que buscar as oportunidades, e estamos preparados para isso, temos solidez de receita, temos um acionista controlador que acredita e aposta no Brasil, então a gente tem aí Jirau no *pipeline*, deve passar para a gente em 2015. Após ter mitigado todos os riscos de construção, financeiros, de comercialização de energia e ambientais, ela deve ser transferida para a Tractebel ou incorporada a Tractebel, então a gente vai ficar lá com 8 mil MW quando isso acontecer. Enquanto isso, estamos olhando oportunidades.

O slide 9 mostra o nosso portfólio e a nossa estratégia de contratação. O nosso portfólio, ele já vem há muitos anos mais ou menos a média de 50% no mercado regulado, que nos dá uma previsibilidade de caixa de longo prazo, um fluxo de caixa consistente no longo prazo, e o mercado livre, que a gente tem avançado muito. Hoje nós somos uma das maiores comercializadoras de energia do país, e estamos inclusive agora tendo que fazer operações de *trading*, porque nós vendemos todo o nosso portfólio, e temos que comprar para vender porque somos solicitados pelas indústrias a todo o momento de fazer proposta. A solidez da Tractebel tem levado a gente a ser assim um campeão de vendas no mercado. Nós temos projetos para esse ano 47% do

mercado livre, e vendas das comercializadoras, a gente tem dois papéis. Tem algumas comercializadoras que são de alguns altos produtores, a gente colocava no portfólio como sendo comercializadora, e a gente passou agora para mercado livre para cliente industrial, porque na verdade a gente vende para a indústria. E também essa atividade com as mudanças de regras e com um PLD muito alto, e a mudança de regra de garantia e tal, ela vem diminuindo significativamente. O slide seguinte – mas às vezes a gente tem que vender ainda porque tem cliente que só compra através de comercializadora.

O slide seguinte mostra a distribuição do nosso portfólio, o nosso 1.930 MW Médio vendidos no mercado livre. A nossa política de crédito bastante consistente, e a gente tem conseguido não ter inadimplência nas nossas receitas, e temos essa distribuição que nos mitiga o risco do lado do comprador da indústria, sendo que esse número de 16,4% na indústria de cimento, para nós não nos causa apreensão porque estão aí as três empresas muito grandes, que estão entre as nossas dez, *top ten,* compradoras de energia, que é a Votorantim, Cimpor, e Lafarge.

Bom, falar um pouco do mercado de energia, todo mundo aflito com medo de racionamento. O mercado estruturalmente ele está equilibrado, tem mais energia assegurada do que mercado. O mercado tem crescido, principalmente na área residencial, com uma melhor distribuição de renda no país. Para vocês terem uma ideia o Brasil tem distorções do tipo assim, o consumo per capta no nordeste é metade do consumo per capta do sudeste. Então tem muito espaço ainda para crescer o consumo, o que evidentemente vai exigir muitos investimentos. A gente já descobriu que o Brasil precisa de térmica, a gente precisa de energia de base, para não ficar dependendo da natureza de vento e de água e também fazer reservatório. E nós temos uma situação, com os leilões, na média, as usinas têm atrasado, de nove meses a um ano, e nós temos hoje usinas, parques eólicos parados, prontos, que não conseguem operar por falta de conexão, ou por falta de linha, atraso de linha. Isso tudo prejudica a oferta, que vem vivendo uma seca das piores da história.

O slide 14 mostra a nossa estratégia de comercialização, que sempre foi gradativa quando da venda de disponibilidade futura, isso é uma política da empresa, e está de acordo porque num país que nós temos uma capacidade instalada de hidrelétrica de 70%, e que a capacidade instalada em relação à energia média, a capacidade comercial, é na média de 57% da capacidade instalada, toda vez que eu tiver muita água eu vou ter preço baixo. Então a gente tem que ter essa política nossa, que nós consideramos correta. Evidentemente eu gostaria de ter um monte de energia livre, e eu só tenho 108 MW esse ano, e a gente está conseguindo gás lá para a usina de Willian Arjona, por enquanto nós estamos operando a usina de William Arjona em torno de 150 MW, mas a nossa estratégica é vender para os anos futuros,

gradualmente, e aqui mostra que nós estamos bastante contratados em 2014, tendo uma disponibilidade de 108 MW, em 2015 nós estamos mais contratados ainda, mas nós temos aqui a expectativa de receber a energia de Jirau, a parte livre da energia de Jirau, por exemplo.

O slide 15 é mais ou menos o balanço de energia, dentro do que nós falamos, a gente reduziu o portfólio, a gente tirou a Arjona daqui, mas as compras de energia ela continua alta, que é isso que eu falei, nós estamos fazendo operações de *trading* para completar o portfólio, para fazer produto para vender futuro. O nosso preço médio é muito bom, R$ 140, e para preço de longo prazo é uma média muito boa. Eu acho que agora eu vou passar aqui para a Anamélia para ela falar um pouco sobre o projeto e construção de Jirau.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Bom, primeiramente bom dia a todos. Obrigada Zaroni, obrigada Sattamini. Entrando no slide 17, como vocês já conhecem algumas informações técnicas do projeto, o projeto é um projeto de 3.750 MW de capacidade instalada, sendo 40% da GDF Suez, 50 unidades, e 75 MW cada, e uma energia assegurada de 2.185 MW médios. 73% da energia está contratada em PPA de longo prazo indexadas a inflação, e o início de suprimento desse PPA está sujeito ainda à decisão da Aneel sobre os impactos dos eventos de força maior, que é toda a discussão sobre excludente de responsabilidade que hoje ainda está em curso. O saldo da energia disponível será comercializado pelos acionistas, e o CAPEX do projeto em dezembro de 2013 é de R$ 17,4 bilhões, em relação a ultima apresentação houve um ajuste aí de inflação desde setembro até o mês de dezembro. As condições de financiamento permanecem as mesmas, o total de financiamento do BNDES de R$ 9,5 bilhões, considerando uma taxa de juros TJLP mais spread, amortização de 20 anos e um período de carência postergado até setembro de 2014 em linha, com as discussões atualmente em curso, com a Aneel, sobre excludente de responsabilidade.

Bom, indo para o slide 18 tem algumas boas notícias aí para dar, nós iniciamos a operação comercial da usina em setembro, e agora no mês de fevereiro nós colocamos a segunda e a terceira unidade geradoras conectadas, e temos mais uma unidade sincronizada a rede em fevereiro, totalizando quatro unidades conectadas e despachando energia pelo sistema interligado nacional. Outras duas unidades estão em fase avançada de testes, e devem entrar em operação em breve. Também falamos da entrada em operação da primeira das duas linhas de transmissão de 600 KW em novembro de 2013. E sobrou avanço da obra, a gente pode falar em 95% de avanço das obras civis, sendo 90% de avanço físico da obra como um todo, aí considerando a parte de montagem. A parceria com a Mitsui, também temos o prazer de anunciar que

ela foi fechada, a liquidação financeira da operação foi feita em 16 de janeiro de 2014, após aprovação do BNDES e de outros bancos repassadores. Sobre as opções para criar valor adicional, a energia assegurada adicional nós ainda estamos considerando, assim como outras formas de compensação, conforme proposto pela Aneel no âmbito da discussão sobre energia assegurada adicional que vinha sido conduzida nos últimos dois anos, além de incentivos fiscais adicionais de longo prazo na região, e a possibilidade de emissão de debêntures de infraestrutura, criando outras possibilidades de financiamento.

No slide 19 a gente fez uma atualização sobre, uma atualização de imagens da casa de força da margem direita vista a jusante, e da casa de força da margem esquerda vista a jusante também. A gente pode ver que nos últimos meses, desde setembro, houve um avanço bastante considerável, claro que do ponto de vista de obra é um pouco menos fácil de ser visualizado porque as obras já estão bastante avançadas, e hoje nós estamos, de fato, concentrados na montagem dos equipamentos e condicionamento das unidades. Aí eu passo a palavra novamente ao Manoel Zaroni, que vai continuar a explanação sobre a Tractebel Energia.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Só complementando, nesse momento nós estamos lá no Rio Madeira, vocês devem estar vendo o noticiário, a vazão do rio está em 50 mil m^3 por segundo. Imagina se não tivesse tido aqueles eventos indesejáveis, se a usina estivesse pronta, e a emissão estivesse pronta, ela estaria injetando toda a potência da usina, que ela precisa em torno de 825 m^3 por segundo para a geração total. Então nós estaríamos dando uma contribuição, tanto Jirau e Santo Antonio, enorme, para a situação que nós estamos aqui no sudeste. Mas isso é para vocês pensarem no futuro, que isso pode repetir nos próximos anos. Só que nós teremos a Usina pronta.

Voltando aqui aos projetos da Tractebel, eu já falei sobre o Complexo Eólico Trairi, ele está quase terminando, e a gente deve iniciar Santa Mônica, faltando a operação comercial de Mandaú, que deve ocorrer na próxima semana. Essa energia desse complexo está vendida para o mercado de consumidores especiais, e a usina vem tendo um desempenho que nós estamos até impressionados. Eu não sei se está ventando muito e as unidades de aerogeradores são muito boas, unidade 2,3 MW, fabricação Siemens, feito na Dinamarca, nós estamos tendo fator de capacidade de 70%, mais que hidrelétrica. Então a gente está até assim muito impressionado com o desempenho lá desde o início da operação do Complexo. O investimento foi R$ 540 milhões, e aí foi feito dentro do orçamento. Projeto solar, usina fotovoltaica, que a gente batizou de Cidade Azul, é um projeto dentro do P&D que a gente instalou módulos para avaliação de 70 KW de pico cada um, em diferentes regiões do país mostrado aí no mapa, para avaliar qual tipo de tecnologia que melhor desempenha.

Para você ter uma ideia, o painel fotovoltaico, dependendo da tecnologia ele sofre a influência do sol, mas também de umidade, de vento, até do próprio número de horas que tem no dia de uma região para outra, então, a gente está avaliando nesses pontos marcados no mapa do Brasil aí e também estamos já em comissionamento dessa usina de 3 MW, solar, é ali ao lado do Complexo Jorge Lacerda.

Eu vou falar do desempenho financeiro, eu vou pedir acho que ajuda do Sattamini, ele vai falar um pouco mais de detalhe daquilo que eu já comentei.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Bom, a gente começa pelo slide de número 23, onde a gente apresenta o histórico, os principais agregados financeiros, a receita líquida, o Ebitda, e o lucro líquido, de forma a mostrar a consistência do resultado ao longo dos anos.

No slide 24 a gente apresenta a abertura da evolução da receita líquida de vendas, onde a gente faz uma avaliação por trimestre na parte superior, e a gente compara o trimestre do ano anterior com o do ano corrente, do ano das demonstrações. O que a gente pode verificar é que houve uma contribuição bastante relevante do preço médio de vendas - ele teve um aumento em linha com o aumento da inflação na ordem de 5.5%. O preço médio de venda passou de R$ 132,73 para R$ 139,97, contribuindo com R$ 290 milhões para o crescimento das receitas líquidas de venda. Por outro lado também tivemos uma receita superior em R$ 268 milhões nas operações de curto prazo, incluindo a CCEE, passando de R$ 298,3 em 2012 para R$ 566,4 em 2013. Tivemos R$ 90 milhões de contribuição de aumento do volume de vendas, 112 MW Médios a mais em 2013 do que 2012. Isso nos deu um crescimento de 13,4% na receita líquida, conforme o Zaroni já tinha anunciado nos primeiros slides da apresentação, alcançando então um valor de receita líquida total de R$ 5.569 milhões.

Quando a gente passa para o Ebitda, nós verificamos aí uma redução de 1,9% e é explicada basicamente pelas operações de curto prazo, incluindo a provisão da CNPE 03 que representava R$ 316 milhões, ou seja, a soma de R$ 54 com R$ 262 negativos, mas a gente também tem que destacar o lado saudável das operações, que são os R$ 259 milhões da contribuição dos ativos da companhia. Então nós alcançamos um Ebitda de R$ 3.043 milhões nesse ano de 2013.

No slide 26, quando a gente fala da evolução do lucro líquido, a gente, do ano passado a gente agrega R$ 170 milhões do lucro líquido, fruto das operações normais da companhia, tivemos R$ 52 milhões de contribuição por resultado de transações não recorrentes, aqui R$ 52 milhões é o valor líquido da ação contra Furnas oriunda da época do racionamento, foi correção monetária das faturas pagas em atraso naquele momento, foram R$ 29 milhões de reais, mais a alteração de liquidação antecipada da

dívida com o Tesouro Nacional, oriundas da renegociação da dívida brasileira, os *brandy bonds*, no valor de R$ 49 milhões, que nós anunciamos lá no terceiro trimestre de 2013. Esses R$ 78 milhões brutos, depois do imposto de renda transformam-se em R$ 52 milhões, que foi a contribuição dessas duas operações.

Na questão do resultado financeiro tivemos pouca variação. Aqui apresentamos novamente a provisão da CNPE 03 agora de forma líquida. E nós tivemos um fato importante que foi o *impairment* feito no ativo de Charqueadas, principalmente, nós temos outros pequenos *impairment* em função dessas mudanças regulatórias, da expectativa de um PLD mais alto futuro, e nós fizemos então *impairment* em Charqueada em aproximadamente R$ 77 milhões, em função principalmente da Resolução 500 da Aneel, que reduziu o reembolso de carvão para aquela usina em função da eficiência. Nas operações de curto prazo, como a gente já falou, nós tivemos um resultado ruim, e ele representou para a Companhia R$ 173 milhões de reais. Isso acarretou nessa redução de 3,6% do lucro da Companhia.

No slide 27 a gente fala um pouco sobre dívida, a nossa dívida total pouco mudou do terceiro trimestre para o quarto, agregou R$ 25 milhões de reais apenas, continuamos com o indicador de 1,1x Ebitda, dívida bruta/Ebitda. E nós terminamos o ano com um caixa de R$ 1,224 bilhão, principalmente para fazer face ao pagamento de imposto de renda em janeiro, pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio no primeiro período do ano, primeiro semestre do ano. Dívida líquida então total de R$ 2, 270 bilhões. Vale também ressaltar que a nossa dívida referente à moeda estrangeira tem uma participação muito pequena da dívida total, dá 4%, e que em função dos custos para *hedgear* essas operações e a expectativa de desvalorização cambial, a Companhia toma como política não fazer esse *hedge*. Essa dívida aqui é basicamente uma dívida em euro, vencendo em 2015, e o custo para "*hedgea-la*" seria maior do que o benefício que a gente imagina auferir. Ela traz hoje pequena volatilidade de resultados e a companhia optou por não fazer esse *hedge*.

Na página 28 a gente demonstra a evolução da dívida líquida com os principais componentes de entrada e saída de caixa. Nós tivemos R$ 1.580 milhão de pagamentos de dividendos durante 2013, ou seja, juros de capital próprio relativo a 2012 e dividendos complementares relativos a 2012 e os intercalares em 2013. Nós tivemos investimentos da ordem de R$ 559 milhões, entre eles a modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo, o Parque Eólico de Trairi, e o término de Estreito. Nós pagamos imposto de renda da ordem de R$ 547 milhões e outras variações relativas a juros, de variações monetárias que ocorreram durante o ano. Tivemos ainda as atividades operacionais em relação a caixa de R$ 3,124 milhões, com isso a gente parte então de uma dívida líquida de R$ 2,355 milhões para uma dívida de R$ 2.271 milhões, com uma redução de 3,5%.

Na página 29 a gente mostra o perfil da nossa dívida, nós temos uma pequena concentração em 2014, de operações feitas recentemente, *swapadas*, operação de 4.131 *swapadas* para dólar, contratada com o Bank of America Merril Lynch ao custo de 98% de CDI, então ela tem uma parcela, duas parcelas vencendo agora em 2014, temos também a última parcela da debênture da segunda emissão, acabando com as debêntures da Companhia, essa parcela vence em maio, e os valores recorrentes normais dos financiamentos do BNDES na ordem de R$ 200 milhões.

Em 2015, nós temos uma parcela do financiamento com base na 4.131 também, contratado com o HSBC no ano de 2013, à taxa de 99,9% do CDI, e R$ 213 milhões relativos aos financiamentos normais do BNDES. E aquela dívida que nós comentamos com vocês, que aqui representada por R$ 129 milhões de reais, é relativo ao *floating rating notes*, em euros, contratados, que vencem em 2015. O custo da dívida subiu um pouco, alguma coisa referenciada a CDI, do trimestre passado para cá, essa escalada de taxa do governo, tanto na taxa da SELIC quanto nas taxas reais da economia, deram uma puxada, um aumento no nosso custo em reais. Mas é bom lembrar que grande parte da nossa dívida ainda está vinculada a TJLP mais *spread*, que é uma dívida que a gente considera praticamente como dívida de juros fixos, dada a política do governo de manter a taxa TJLP, que é a taxa de financiamento da infraestrutura no País, em patamares baixos, incentivando esses investimentos em infraestrutura.

Na página 30, nós falamos um pouco sobre o nosso investimento, a nossa previsão de CAPEX. No ano passado a gente investiu R$ 685 milhões, boa parte disso no CAPEX de manutenção, em Salto Santiago e Passo Fundo. Tivemos também as usinas de Trairi, Estreito, e alguns outros pequenos investimentos. 2014 temos aí um CAPEX da ordem de R$ 490 milhões, grande parte dele hoje é CAPEX de manutenção, e o término das usinas de Trairi, a aquisição de Ferrari, que foi concluída ontem, financeiramente, teve o seu *financial close* ontem, e outros pequenos investimentos.

Na página 31, a gente fala sobre dividendos, lembrando que o dividendo mínimo estatutário da companhia é 30% do lucro líquido ajustado. Nós temos um compromisso de 55% de *payout* mínimo, mas a gente tem a política de não reter caixa desnecessariamente. Quando não há investimento relevante, e a geração de caixa permite, nós temos tentado distribuir o máximo de dividendo. Mais uma vez então é o que fizemos, a Assembleia deve deliberar dia 8 de abril, a distribuição integral do lucro líquido ajustado de 2013, fazendo então um valor de R$ 2,26 por ação, e com em dívida de 6,3% ao preço da ação de dezembro. O preço da ação de hoje, essa dívida vai um pouco mais, de 6,6%. Eu passo ao Zaroni aí para as considerações finais.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Eu acho que nós vamos agora para as perguntas, depois da apresentação. Eu queria só fazer um comentário aqui, eu estava olhando aqui os meus *papers*, aqui. O ano passado nós tivemos três metodologias de calcular o PLD. De janeiro a abril ele usava aquela curva de inversão de risco de dois anos, depois de maio a agosto ela passou depois da CNPE 03, ela passou para CAR5, aquela curva de inversão de 5 anos, o que já deu um aumento no PLD, digamos assim, em torno de... estou olhando aqui, 170 para 210, de 40% a 50%. Depois de setembro com o CVAR ela dá um aumento, dependendo das circunstâncias, de até R$ 150 em cima do PLD, só que você não pode mexer na sua estratégia mais, que você já tinha feito lá em janeiro. Então isso criou um grande prejuízo aqui para a Tractebel. Alguém gostaria de fazer alguma pergunta? Estamos aqui à disposição.

Operadora:
Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2). A nossa primeira pergunta vem do senhor Sérgio Tamashiro, Banco Safra.

Sérgio Tamashiro – Safra:
Bom dia a todos. A primeira pergunta é com relação de como é que você vê sobre esse risco de racionamento, então como é que isso se adapta aqui a essa sazonalização de vocês. Eu imagino que vocês tinham novamente alocado mais energia para janeiro e fevereiro, vendo pelo lado consolidado da CCEE, mas como é que você vê esse ano aqui se o GSF - janeiro deve ter ficado abaixo de 1 - mas como é que vai ficar, deve ficar ao decorrer do ano? Então, consequentemente PLD, uma visão geral assim de mercado. A segunda é com relação a contratos, o que vocês estão vendo, principalmente nos contratos que vocês estão assinando, 2016 e 2017, se está tendo um aumento de preço aí por conta desse maior risco e - eu imagino que seja agora mais recorrente - se os preços têm aumentando ou tem mantido, e a que nível?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Bom Sérgio, vamos começar de trás para frente com as suas perguntas. A gente já tem, a gente faz algumas análises aqui, o preço ele, o mercado é muito sensível ao PLD, quando o PLD está alto o preço de contrato também fica muito alto, e ele cria, aumenta o preço de contratação até um horizonte de três anos, mais ou menos, na nossa avaliação. De três anos para frente ele passa a ser um preço mais estrutural. Porquanto temos leilões e o pessoal aceita fazer São Manoel a R$ 84, Belo Monte a não sei quanto, vender eólica a R$ 120, então o preço de longo prazo continua nessa faixa aí de R$ 110, por aí. Preço para 2015 subiu, em função da situação que nós

estamos tendo hoje. Então isso a gente tem consistência, o preço a curto prazo ele anda de acordo com o PLD.

Racionamento nós temos que chamar o cacique cobra coral lá, não é? Se não chover vai ter, eu não sei se vai ser decretado, mas vai ter, se continuar com essa afluência que está tendo, vai acabar, vai secar. Então isso aí, só você fazer a conta, quanto é a carga, quanto tem no reservatório, e quanto que chega todo mês. Evidentemente o reservatório não pode chegar a 0, ele vai chegar numa situação que ele fica sem controle. E não tem mais outro recurso para colocar, não tem assim... porque isso vai acontecer até meados de março, que nós vamos saber. Os preços vão continuar altos, o ano inteiro, pode baixar, não vai ficar aí nesse patamar de R$ 800, vai abaixar. O que eu espero que não aconteça é uma canetada, é um assunto que... a situação está muito difícil, está se gastando uma fortuna de térmica, a distribuidora, se olhar na CCEE estão todas dispostas, um valor muito grande, tem gerador pequeno que foi mal orientado, que também está exposto e vai quebrar, se não acontecer nada, é muito gente. Eu vejo quando eu recebo pedido de socorro aqui, ou o pessoal vem falar comigo para ver se tem energia para repor, eu não vou deixar de vender a R$ 800 para socorrer um. Então, a situação é muito complexa, a gente está... a nossa estratégia de alocação está dando certo, está correta, a gente teve um resultado em janeiro expressivo. Por incrível que pareça o GSF está sendo menor, do que assim, menos baixo do que nós esperávamos, porque o que está acontecendo é o seguinte: nós, paradoxalmente nesse país aqui que não tem sinal de mercado, porque não pode aumentar tarifa, então você está tendo recorde de preço e recorde de consumo por muito tempo. Então está precisando gerar na hidrelétrica, mesmo depreciando no reservatório, senão não atende a carga. Então isso faz com que o parque e todo o sistema hidrelétrico acabe gerando próximo do assegurado, não podendo assim ter um GSF muito baixo.

Sérgio Tamashiro – Safra:
E a expectativa é que também o GSF fique maior do que 1 até o final do ano?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
É, não vai ficar até o final do ano porque vai ter... é difícil de antecipar isso aí, a gente não consegue ter sinal claros de chuva, de afluência, então se continuar como está vai ter que ter racionamento, pode ser declarado ou não.

Sérgio Tamashiro – Safra:
E tendo pela experiência passada, que eu lembro, as distribuidoras, elas mantiveram as cargas, depois que elas tiveram a compensação. Podemos adotar essa mesma sistemática ou também todo mundo, o gerador, inclusive, autoprodutores, tudo, tem uma queda de...?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Se tiver decretado o racionamento reduz o contrato.

Sérgio Tamashiro – Safra:
Todo mundo?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Todo mundo.

Sérgio Tamashiro – Safra:
Está bom.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Está previsto no contrato. Tá?

Sérgio Tamashiro – Safra:
Ok. Obrigado.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem da senhora Sandra Boente – HSBC. Informamos aos participantes que só poderão ser feitas, por favor, duas perguntas por participante. Obrigada.

Sandra Boente - HSBC:
Bom dia e muito obrigada pela oportunidade. Eu tenho três perguntas curtas. A primeira é o *follow-up*, a resposta do doutor Zaroni, você diz que até meio de março vamos saber. Você está se referindo a situação de chuvas para o ano? E se continuamos com a redução de chuvas insuficientes que temos até agora? E então os preços de verdade não deveriam cair, nós deveríamos talvez estar pensando em preços, lá nos custos dos R$ 800 ate o final do ano todo, ou você acha que então vamos ter racionamento para evitar esses preços?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Não, só para você... o preço ele é formado pela projeção de cinco anos, trazidos para valos presente. Então quando você tem perspectivas, e normalmente no Brasil o período úmido da região sudeste, que é mais importante, vai até março. Então se começar a chover e chegar água nos reservatórios, isso na derivada sinaliza um preço mais baixo para o futuro. E nós temos aí grandes usinas para entrar no decorrer de cinco anos, que acaba refletindo também no cronograma, no cálculo do preço, porque o modelo ele tenta descobrir o quanto ótimo entre você gerar térmica hoje ou gastar

água. Na verdade o modelo funciona assim. Então, se chover na média, em março, abril, a tendência é do preço abaixar. Senão chover vai ter que ter racionamento. E racionamento significa o seguinte, você corta a carga, então você abaixa o mercado, você vai ter que fornecer menos energia, então vai abaixar o preço também.

Sandra Boente - HSBC:
E como poderia ser um racionamento não declarado? Simplesmente *blackouts*?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
É, isso eu prefiro não falar porque é uma decisão complexa.

Sandra Boente - HSBC:
Perfeito.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Nós estamos num ano eleitoral, e a gente sabe que um setor elétrico ele é muito sensível na sociedade, na economia do país, na indústria.

Sandra Boente - HSBC:
Sim. E a outra pergunta era com respeito a...

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Sandra, só te falar uma coisa. Eu já fui Superintendente de Furnas 10 anos, na época SUDESF, você tem outras maneiras de cortar carga, é baixando tensão, reduzindo frequência, você tem... não explícitas.

Sandra Boente - HSBC:
Ok. Perfeito. Perfeito. Então a outra pergunta seria sobre a questão da Resolução Número 3. Vocês ainda acham que ela pode subsistir enquanto as empresas, e se esse fosse o caso poderia assim mesmo expandir em 2014? Dada aqui a situação, expectativa de necessidade de financiamento, do buraco do setor ser ainda maior do que foi o ano passado? Você acha que tem esse risco?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Não a 03, mas eu sinceramente, eu tenho muito receio de uma outra medida que eu não imagino o que possa ser, vamos dizer assim, no decorrer do ano, nos próximos meses, dependendo da situação. Eu tenho bastante medo.

Sandra Boente - HSBC:
Perfeito. Então a última pergunta, que seria talvez para a Anamélia, muito obrigado doutor Zaroni, é sobre Jirau e a perspectiva da usina. Até quantas unidades geradoras vocês estão planejando ter em operação comercial até o final de 2014, e até o final de 2015?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Bom, como eu disse, no momento nós temos 3 unidades em operação comercial, e 1 unidade sincronizada à rede, totalizando 4. Temos outras 2 em diferentes estágios de comissionamento, e mais unidades para entrar. A montagem e o comissionamento agora são o foco da companhia, e o que permite, na verdade... e essa montagem e comissionamento está sendo feita em paralelo, o que permite escalonar a entrada de operação das unidades, o que deve chegar entre 16, 18 unidades ainda em 2014. Agora esse cronograma ele pode ser revisto, baseado no desempenho e aceleração da curva de aprendizado. Porque a gente viu agora recentemente, nós acabamos de colocar 3 unidades, estamos com 2 em testes, e tem outras ainda para início de teste, então o esforço está bastante rápido, e agora as coisas estão acontecendo com muito mais agilidade.

Sandra Boente - HSBC:
E para 2015 tem um objetivo?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Eu prefiro nesse momento focar no que está mais próximo a nós, que é 2014, porque como eu falei, o desempenho e aceleração da curva de aprendizado pode mudar totalmente qualquer estimativa que eu te dê em relação a 2015.

Sandra Boente - HSBC:
Perfeito, entendido. E esta questão que estão negociando com a ANEEL, e quando é a data, em verdade, do PPA, eu tinha entendido que vocês tinham um *waver* que já tinha expirado. O que está acontecendo então, está em suspensão, estão negociando mais um *waver*? Em teoria vocês deveriam estar já comprando *spot*? Qual é a situação hoje?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Bom, essa discussão já vem ocorrendo há alguns meses, em linha com os eventos de vandalismo ocorridos em 2011 e 2012, vocês todos sabem que a ANEEL decidiu postergar em 22 de outubro, em até 239 dias o início das obrigações comerciais da SBR

até que a Agência julgue definitivamente o mérito. Com o objetivo de respaldar a decisão, a ANEEL concordou em nomear uma equipe técnica para a produção de evidências sobre o estágio atual da construção, e os impactos desses eventos de 2011 e 2012, no cronograma da obra. Ela, a Agência ainda está analisando o relatório produzido pela equipe técnica, e assim que a decisão sobre o excludente, e a responsabilidade for tomada, a gente vai ter uma ideia melhor sobre a entrada e o início dos PPAs. Agora, obviamente, caso a decisão da ANEEL não reflita corretamente os efeitos dos eventos, ela pode ser complementada pela decisão judicial, baseada na revisão independente de técnicos indicados pela Justiça.

Sandra Boente - HSBC:
Então agora, na verdade está um impasse até que a ANEEL faça uma revisão sobre os estudos. Mas eles poderiam, nesse caso, acabar com uma decisão que simplesmente negasse o direito de postergar aquele *waver* que expirou em setembro primeiro, e que então vocês teriam a obrigação retroativa de suplementar desde setembro primeiro o PPA? Poderia ser esse o cenário?

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:
Não, poder acontecer, pode. Agora, só para esclarecer melhor, essa decisão ainda está sendo analisada pela ANEEL, ela está colhendo evidências para tentar respaldar melhor a definição, por isso que não foi tomado, isso leva muito tempo, isso é um processo complexo. Agora, no contexto das discussões sobre o excludente de responsabilidade, nós obtivemos uma liminar na Justiça solicitando suspensão das obrigações comerciais, e aí a investigação também em caráter antecipado desses eventos de força maior, e os impactos desses eventos no cronograma de obras. Essa liminar foi acatada, e no momento as obrigações comerciais elas estão suspensas, e qualquer antecipação em relação ao nível de exposição eu não posso fazer porque vai depender da decisão final, tanto da ANEEL quanto da Justiça.

Sandra Boente - HSBC:
Perfeito. Perfeito, muito obrigada. Muito obrigada Anamélia, muito obrigada a toda a equipe da Tractebel.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem do senhor Gabriel Laera, Itaú BBA.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
Olá, bom dia, obrigado aí pela oportunidade, e parabéns pela apresentação. Eu queria pedir desculpas, mas eu vou fazer três perguntas, eu vou passar um pouco do limite, mas eu já vou talvez colocá-las aqui. Primeiro, inclusive já que o senhor falou, Zaroni,

em mudança de regra, como que poderiam as regras do jogo do MCP, que é o que está dando problema hoje, serem mudadas? Seria a questão de trocar o custo marginal por um custo médio acumulado e despacho? Que a nossa conta até no cenário de hoje estaria só em R$ 330, por exemplo. Enfim, essa seria a minha primeira pergunta. A segunda pergunta é a seguinte: vocês veem como realmente preocupante um nível de 23%, 24% de reservatórios consolidados, projetos para novembro de 2014 pelo ONS? Vocês acham que isso seria já um sinal ou o início de uma sinalização do ONS para o governo, para que algo seja planejado, programado, pensado? E o quanto que vocês acham que tem de otimismo atrapalhando a conta do CVAR em relação à energia entrante aí nos próximos anos, ou qual seria o horizonte que os senhores acreditam que é suficientemente próximo de hoje para atrapalhar essa conta? Porque se você for ver tem lá Belo Monte dando um salto de quase 6% de carga consolidada, um ano só, enfim, eu queria entender o quanto vocês acham que isso é preocupante. Por último, eu peço desculpas, mas a terceira pergunta seria o quanto essa situação de cheia, acima do normal, do Rio Madeira aí desde fevereiro, acho que desde o comecinho do mês, atrapalha a operação lá no Rio Madeira, ainda mais no contexto do pessoal de Santo Antônio aparentemente desrespeitando algumas regras lá de faixa d´água, de altura d´água? Enfim, seriam essas as minhas três perguntas.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Você fez quatro perguntas, não fez três não. A cheia extraordinária que está tendo ela atrapalha a operação de qualquer usina, porque quando você tem que ficar com todos os vertedores abertos, tem consequência, aumenta o número de jusante. Mas Jirau está todo ok, nós temos secadeiras suficientes para não ter nenhum problema lá, e continuamos fazendo comissionamento e as máquinas nossas estão operando normalmente. Eu não gostaria de fazer comentários do que está acontecendo em Santo Antônio porque na verdade eu não sei muito bem mesmo. Isso é uma coisa. Outra coisa que você... o CVAR é um mecanismo de aversão a risco, como teve lá CAR2, CAR5, o CVAR o que ele faz é que ele dá um peso maior para 50% das piores séries hidrológicas do modelo. Então ele aumenta o preço dentro de uma sistemática, uma metodologia, eu não diria artificialmente porque modelo é modelo, mas ele consegue, ele foi feito para isso, para aumentar o preço, para antecipar a geração térmica, de modo a você ter mais segurança no sistema, ter mais usina térmica pela ordem de mérito, e ter menos encargo de serviço de sistema. Medidas que podem ser tomadas, existem desde medidas financeiras a medidas regulatórias, de mudar a regra do jogo. Quer dizer, a situação que a gente está vivendo, foi anunciando ontem um superávit primário meta de 1,9%, e a gente tem que ver como é que ele vai chegar nisso, como é que nós vamos chegar nisso. Então você pode ter assim: agora o *gap* vai ser 50%, é um negócio que não tem lógica nenhuma, está certo? Como foi feito no racionamento, quer dizer, o custo marginal está R$ 1.800, esse deveria ser o preço.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
E qual é o Decreto, a regra que regula a ONCP? Porque parece que a questão aqui é, além do custeio do despacho de fato é essa valoração de uma energia, que infelizmente por azar do destino está na mão de estatais que não aceitaram a MP 579, há custo termoelétrico. Será que ele poderia mudar a regra por conta dessa visão, que a ONCP está usando uma variável que não é correta, ou não?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Não, não diria que não é correta, tudo tem que ser feita com propósito. O pior problema é mudar no meio do jogo, durante o ano. Agora, existe um modelo que você pode trabalhar dentro do modelo, como pode criar regras alternativas. Eu estou falando, nível meta não está no modelo de cálculo de preço, o *new wave e decomp,* é um modelo que foi aprovado e pode ser usado. Mas adicionalmente a isso depois foi criado o nível meta, CAR2, que são, vamos dizer, fronteiras que estão criando outras coisas laterais para criar outros limites em cima disso. Então tudo é válido, eu acho. Mas o problema agora não é esse, o problema é financeiro, é quem vai pagar a conta.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
Ok. Mas o nível de 24 de novembro de 2014, que seria o...

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Espera, deixa eu comentar isso, isso pode ser problema ou não. Eu vou te recordar. 1999 o reservatório equivalente na última semana de dezembro estava em 19%. 19%. Choveu um dilúvio lá na minha terra, eu falo que é a caixa d´água do Brasil, que é onde nasce o Rio Sapucaí e o Rio Verde, passa ali, ele nasce da confluência desses dois rios, que passa no sul de Minas, lá em Itajubá. Deu uma enchente enorme, que encheu, e ali é uma bacia imensa de contribuição, e a água do Rio Grande ela gera energia 14 vezes, o rendimento dela é 14 MW por cada metro cúbico, que ela gera em todas as usinas do Rio Grande, e depois no Rio Paraná. Passou o ano normal. No outro ano, em 2001, isso foi de 1999 para 2000, o ano de 2001 acabou em 20%, e choveu 60% da média no verão, e deu racionamento.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
É, a gente está nesse patamar hoje não é?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Quanto mais baixo o nível, mais você vai depender da chuva. Não vamos ter um grande aumento de térmica e de outros pontos. A única coisa que pode ajudar, que é significativo, é um número maior de máquinas lá em Jirau, e de máquinas em Santo Antônio, com a linha pronta, vai, já é sabido, que o Rio Madeira tem o regime mais estável, que todo ano no final do ano chove e ele enche mesmo porque ele degela e

tudo mais. Então você vai ter uma contribuição significativa no período do verão, que pode contribuir para encher o reservatório no sudeste, e alguns anos vai contribuir para verter. Isso também é um outro dado que eu não sei se você tinha pensado.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
Sim, e eu acho que até o modelo deles pensa nisso, mas mesmo assim chega em 24 de novembro.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Exatamente, mas 20% no final do ano pode ser problema, pode não ser. Esse é o dilema do operador.

Gabriel Laera – Itaú BBA:
Entendi. Muito bom, muito obrigado.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem do senhor Carlos Herrera, UBS.

Carlos Herrera – UBS:
Oi, bom dia. Bom dia a todos, eu gostaria de perguntar se tem mais detalhes sobre essa provisão na planta de Charqueadas. Como que foi feita, vocês podem falar um pouco mais do que a ANEEL regulou exatamente, está relacionado a emissões? E a outra pergunta é que vocês mencionam que valor há nisso como se vendessem a planta em 2016. É um *guidance* que vocês vão vender nessa data?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Não, é o seguinte. A Resolução 500 da ANELL estabeleceu a eficiência que deve ter cada planta a carvão, e se ela não atingir essa eficiência tem uma redução no reembolso do carvão da CDE. Charqueadas e Jorge Lacerda são usinas antigas, que foram feitas como um seguro do sistema hidrelétrico para o período de cheia, período de escassez de água, e tem reembolso, direito de reembolso da CDE do carvão até 2027. Então essa Resolução ela estabeleceu, Charqueadas é uma planta que tem conversor de frequência, ela tem 50 anos, são unidades pequenas, de 18 MW, e a gente, foi um estudo de viabilidade econômica, o preço da energia versus custos com menos subsídios de carvão. Evidentemente a gente fez esse *impairment* de maneira prudente, considerando uma previsão de cálculo de preço de energia para o futuro, o reembolso de carvão, quanto que custa operar ela, os custos de O&M, das manutenções que tem que fazer. A gente teve que instalar despurizador lá por questões ambientais, também aumenta o custo. E a gente, daqui até lá, nós estamos estudando as medidas regulatórias, medidas técnicas, para ver se torna viável medidas

de redução de custos, para ver se torna viável a manutenção dessa usina operando. Mas se não for viável não nos resta outra possibilidade a não ser fechar.

Carlos Herrera – UBS:
Está bom. Obrigado.

Operadora:
Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Manoel Zaroni Torres para as considerações finais. Por favor, senhor Zaroni, pode prosseguir.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
A mensagem que eu tenho para passar é que o setor elétrico no país está passando por grande dificuldade, mas a Tractebel ela tem uma posição sólida, tem um limite de energia consistente, as suas usinas operam bem, tem um grau de disponibilidade muito alto, eu consigo usar a térmica como um *hedge* para o preço de curto prazo. Nós estamos bastante contratados, estamos entrando com um parque novo, de Guajiru, vamos assumir agora a cogeração da Ferrari. Estamos conseguindo lá no nossa ação contra a Petrobrás manter o fornecimento de gás em William Arjona, que nós entendemos que hoje é mais do que nunca - até para o Sistema Nacional se torna muito necessário - mas o que traz para a gente também é alguma melhoria no resultado e que estamos trabalhando para poder conseguir novos projetos para crescer, porque nós geramos um caixa enorme, de R$ 3 bilhões e pouco por ano, temos um endividamento muito baixo, e temos aqui como ambição ser uma empresa ainda maior do que somos, no futuro, mas com responsabilidade.

Operadora:
A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma voa tarde, e obrigada por usarem call scroll.