

Operadora:

Boa tarde e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da CPFL Energia para a discussão dos resultados referentes ao segundo trimestre de 2006. Estão presentes hoje conosco os senhores: Wilson Ferreira Junior, Presidente; José Antonio A. Filippo, Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores; Sr. Reni Antonio da Silva, Vice-presidente de Estratégia e Regulação; Miguel Saad – Vice-Presidente de Geração, e outros representantes da empresa.

Informamos que esse evento está sendo gravado e que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da Companhia e em seguida iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando maiores instruções serão fornecidas. Caso algum dos senhores necessite de assistência durante a conferência, queiram por favor solicitar a ajuda de um operador digitando *0.

Esse evento também está sendo transmitido, simultaneamente, pela Internet, via Webcast, podendo ser acessado no endereço <http://ri.cpfl.com.br>, onde se encontra a respectiva apresentação. A seleção dos slides será controlada pelos senhores. O replay desse evento estará disponível logo após seu encerramento.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da CPFL, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis. Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. Investidores devem compreender que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais, podem afetar o desempenho futuro da CPFL e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora, gostaríamos de passar a palavra ao Sr. Wilson Ferreira Junior, Presidente da CPFL, que iniciará a apresentação. Por favor, Sr. Ferreira Jr., pode prosseguir.

Wilson Ferreira Junior:

Muito obrigado. Boa tarde a todos, investidores, investidoras, analistas. É um prazer estar aqui com vocês novamente fazendo um report do nosso 2T06. Eu estou entrando na página dois, onde nós temos a nossa agenda. Vamos estar, ao longo dessa apresentação, cobrindo os destaques de resultados da companhia na primeira etapa dessa apresentação, e na segunda vamos estar fazendo um update da nossa agenda de criação de valor, que temos acompanhado ao longo dos últimos trimestres.

Indo direto para a página três, onde nós temos os destaques do 2T, estão aqui sumarizados. Em primeiro lugar, o closing, o fechamento da nossa operação de

compra dos ativos da PSEG com destaque na participação de 32,69% na PSEG e na RGE, isso formalizado com a aprovação da ANEEL ao final de maio, concluída com a operação feita em junho.

Em segundo lugar, anunciando hoje a aquisição da participação de 11% da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, a Estatal de energia do Rio Grande do Sul, que detinha 20% na usina de Foz do Chapecó, e vendeu 11% para a CPFL. Com isso, a CPFL – e vou detalhar mais à frente – atinge 51% nessa usina, que pretendemos iniciar sua construção em 2S06.

Os terceiros destaques são os destaques financeiros da companhia, começando com o aumento de 10% na receita líquida, que atingiu R\$ 2,103 bilhões. Um aumento de quase 19% no EBITDA, no lucro operacional da companhia, atingindo R\$ 659 milhões. E, finalmente, o lucro líquido nesse 2T tem um crescimento de 30% e atinge R\$ 305 milhões. Essas comparações que eu faço são com o mesmo trimestre do ano anterior, então resultados financeiros muito bons.

O quarto destaque é, exatamente, a distribuição desse lucro, a totalidade desse lucro, 100%, será distribuído na forma de dividendos no semestre. E, finalmente, dois reconhecimentos feitos a duas companhias do grupo. Em primeiro lugar, a CPFL paulista, nossa distribuidora, que foi reconhecida como a melhor distribuidora do Brasil pela ABRADÉE. E também no mesmo período, alguns dias antes, a CPFL Piratininga, a outra distribuidora do Estado de São Paulo, foi reconhecida como a melhor distribuidora da região Sudeste pela ANEEL, a nossa Agência Nacional de Energia Elétrica. Então, é um trimestre realmente bastante realizador, com grandes resultados.

Passando à página quatro, apenas um detalhamento da estrutura societária CPFL Energia, destacando aqui, basicamente, a participação da RGE de 67,07% via CPFL Paulista, e 32,69% via CPFL Energia. É importante destacar que especialmente a participação da Paulista tem que ser descruzada, nos termos dos regulamentos atuais do setor elétrico brasileiro, e o nosso plano – aprovado, inclusive, pela própria agência – é de fazê-lo até o balaço do final do ano no 1T07, tal como fizemos no 1T06 à CPFL Piratininga.

No mais, nenhuma alteração. Já nas próximas apresentações estarei aqui colocando, então, a nossa nova participação em Foz do Chapecó.

Passando então agora à página cinco. Nós temos aqui os destaques relativos a mercado. Começando do lado esquerdo então, com as vendas na área de concessão das nossas três distribuidoras. Estamos aqui detalhando um aumento de 3,1% nas vendas nas áreas de concessão - como vocês sabe, isso não significa vendas diretas na concessionária para consumidores finais; essas vendas são as em azul marinho mais escuro, caindo 2%, de 7.900 GW/hora para 7.742 GW/hora. Pela saída, naturalmente, de clientes livres que, como eu vou poder mostrar um pouco mais à frente, foram em sua grande totalidade, capturados pelas próprias distribuidoras, ou pela comercializadora. Mas aqueles que se tornaram livres, nessa comparação trimestral determinaram também um acréscimo relevante de quase 30% na tarifação pelo uso do sistema de distribuição da companhia.

O total, então, da energia transitada na área de concessão das nossas três distribuidoras apresentam um crescimento de 3,9%. Há de se destacar, especialmente na parte mais escura dos consumidores cativos, o expressivo crescimento que tivemos na ala residencial, com 5,2%; no segmento rural, com 9,3%, e no segmento comercial, com 2,4%. Cada um desses segmentos são os segmentos de maior margem de receita, de contribuição ao nosso lucro operacional. Então é muito importante esse crescimento.

Do outro lado, como eu havia falado, as próprias vendas da TUSD. Somente pelo uso do sistema de seleção, nós tivemos um acréscimo de quase 30%. Destacam-se também as vendas no mercado livre, aí na operação que temos com a nossa comercializadora, a CPFL Brasil, ainda em um crescimento spot de mais de 32%, atingindo 2.196 GW/hora nesse trimestre.

E a somatória de vendas na área de concessão das distribuidoras e as vendas no mercado de distribuição das nossas comercializadoras, determinam as vendas totais de energia do grupo, e elas somam 9.939 GW/hora, apresentando – me relação ao mesmo período do ano passado – um crescimento de 4%. É importante destacar também que nesse 1S, na comparação desse semestre com o mesmo do ano passado, as vendas na área de concessão cresceram 4,1%. Estamos aí com resultados, na área de mercado, até um pouco diferentes do mercado brasileiro, tem sido um pouco pior, nesse sentido.

Eu estou na página seis, e nela há um detalhamento do mercado livre, desses 32% crescidos, e há também de se considerar que, nesse desempenho que tivemos a 184 GW/hora, que são promovidos pelo faturamento já dos 32,69% da RGE. Diante da aquisição, ela começa, então, a compor os resultados da CPFL Energia, na sua plenitude, a partir do mês de junho. Então nesse valor de 4% incorporam-se também as vendas dessa parcela adquirida junto à PSEG. E, nesse caso, nós temos as vendas totais de energia no semestre crescendo 5,9%, e as vendas no mercado livre em 47,9%.

Esses são os detalhamentos que tínhamos sobre as vendas de energia, e passamos agora, na página sete, ao detalhamento dos principais resultados, receita, EBITDA, e lucro líquido da CPFL Energia. Primeiro, na página, sete falamos da receita líquida, que atinge R\$ 2,131 milhões, como falei, um crescimento de 10%. Ela se deve, notadamente, ao aumento de renda de energia, cerca de R\$ 198 milhões – 7,6% - e um destaque importante, como falei há pouco, no semestre, o crescimento da receita de TUSD de R\$ 53 milhões, um crescimento de 47% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Com isso, então, abatidos naturalmente os impostos atrelados à receita, nós chegamos aos R\$ 2,131 milhões. Então, um aumento no crescimento da receita por acréscimo de vendas. Há de se destacar também na receita líquida, atingindo, no 1S, R\$ 4,176 bilhões, um crescimento de 12% sobre o 1S05, que atingiu R\$ 3,77 bilhões.

Na página número oito, nós temos aqui o detalhamento da evolução do EBITDA da companhia. Nós estamos reportando, nesse trimestre, R\$ 659 milhões, um

crescimento de quase 19% em relação ao mesmo período do ano passado. Ele se deve fortemente ao crescimento de receita líquida, conforme há pouco mencionamos, cerca de 10% na receita líquida, R\$ 194 milhões. Temos aqui pequenas reduções no que diz respeito a reduções no EBITDA – na verdade tem um acréscimo, não é? Um aumento de 42% no custo de combustível na CCCe na CBE, dois encargos que são definidos pela agência no mês de janeiro, e também pelo nosso aumento de custos operacionais de 6,3%, custos e despesas operacionais, no total de R\$ 33 milhões.

Aqui, há de se ressaltar dois eventos em particular. O primeiro é que, diferentemente de anos anteriores, novas regras foram emitidas pela ANEEL para que os custos relativos aos programas de pesquisa e desenvolvimento (de P&D e eficiência energética) sejam lançados agora na sua totalidade como despesas, e não mais – como até então se fazia – parte investimento, parte despesas. Então, a comparação é desigual, razão pela qual nós temos aqui R\$ 8 milhões a mais do que no mesmo período do ano anterior, exatamente pela apropriação de todo esse custo na forma de despesas.

Sem ele nós teríamos um acréscimo de 12,3%, o que ficaria bastante mais compatível com o aumento de receita de 10%. Mas há de se destacar, também, nesse aumento de 12,3%, que nós temos aqui duas operações de usinas, e empresas, a própria CPFL Centrais Elétricas no Sul foi adquirida, a entrada de Barra Grande – então nós temos custos operacionais que estão apropriados aqui, de tal maneira que, não fosse isso, nossos custos operacionais seriam pouco inferiores a 10% ao aumento de receita líquida. Esse detalhe é muito importante para que não fiquemos com a impressão de que as despesas aumentaram além das receitas da companhia. Na verdade elas aumentaram abaixo, na comparação com o trimestre é que se tem essa equivocada impressão.

Finalmente, na página nove, nós temos aqui uma avaliação do lucro líquido, lucro líquido esse que evolui 30% em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo R\$ 305 milhões, e ele se deve em grande parte, praticamente 90% dela, ao aumento de lucro operacional na forma de EBITDA – conforme reportado há pouco, R\$ 105 milhões. E nós temos também uma contribuição de mais de R\$ 17 milhões, resultante de uma melhora de 15% no nosso resultado financeiro. Além disso, naturalmente o impacto negativo pelo aumento do lucro, do aumento do Imposto de Renda, contribuição social, e outros impostos relacionados ao lucro da empresa.

Então, chegamos a R\$ 305 milhões no trimestre. No semestre, o lucro é de R\$ 612 milhões, e ele evolui cerca de 53% nesse semestre, em relação ao mesmo período do ano de 2005, onde ele somou R\$ 401 milhões. É um resultado realmente expressivo, em um período em que nós tivemos a evolução dos principais índices de inflação, e mesmo de taxa de juros, ou negativos, ou caindo.

Na página 10 nós temos aí uma evolução, como fazemos habitualmente, dos valores anualizados ao final de cada trimestre, mostrando a evolução consistente, seja do lucro operacional – uma medição do EBITDA – seja do lucro líquido, na última linha. Como vocês podem observar, nos últimos doze meses – findos aqui no 2T06 – a companhia atingiu R\$ 2,474 bilhões de EBITDA, uma evolução de

cerca de 30% nessa comparação anualizada com o mesmo período findo no 2T05.

Quando vamos para a última linha, esses volumes são ainda mais impressionantes. Nós estamos nos últimos doze meses com um lucro de R\$ 1,233 bilhão, contra R\$ 555 milhões na comparação com o fechamento dos últimos doze meses findos em 2005. Um resultado, como eu falei, crescente e consistente, que revela o acerto da estratégia que vem sendo empreendida por CPFL Energia.

Há de se destacar, na página 11, que esse resultado provém de cada uma das atividades da CPFL. Como pode ser visto aqui, temos colunas fazendo a mesma comparação anualizada do segmento de distribuição, esse crescendo no EBITDA 26%, e no lucro líquido 76%, sempre de forma crescente, como pode ser observado. Na área de comercialização nós estamos crescendo o EBITDA em 46%, no lucro líquido 44%. E na atividade de geração 28%, atingindo aí R\$ 396 milhões de EBITDA e, na última linha, 65%, atingindo R\$ 145 milhões. Portanto, o desempenho da CPFL Energia provém do bom desempenho em cada uma das atividades onde ela está hoje envolvida e empreendendo negócio.

Passamos à página 12, onde temos aqui uma avaliação da evolução da margem EBITDA sobre a receita líquida da companhia. Pode ser observado que, ao final de cada trimestre, essa evolução é crescente. E ela é crescente, naturalmente, pela entrada de geração, atingindo no 1T 32%, no 2T06 31%, praticamente. É importante destacar na comparação que em 2005 nós tivemos 28,6%, e já temos, nesse 1S06, 31,4%. Isso melhora, então, a qualidade desse lucro operacional, na medida em que ele dimensiona ou pondera melhor as atividades, em particular de geração.

Passamos agora à página número 13, onde nós temos uma breve apresentação sobre o desempenho da CPFL no mercado de capitais. Aqui apenas para destacar o mercado brasileiro, nós não tivemos um semestre tão positivo para as nossas ações: elas evoluíram 6%, contra 12,7% do Ibovespa; 17,7% do Índice de Energia Elétrica – mas esse índice é bastante contaminado por evoluções que tivemos, notadamente, no caso da CESP e CETEB, por conta da privatização. Mas mantemos um desempenho bastante positivo ainda em Nova Iorque, 16% da companhia; 13% no Brazilian Titans, as 20 maiores ADRs; e 4,7% no índice Dow Jones como um todo.

Depois, o maior destaque que deve ser apurado e reconhecido neste momento é a evolução do volume médio negociado pela companhia que, em relação ao 4T05 evoluiu cerca de 100%, basicamente dobrou, e isso revela a importância dessa evolução no float da companhia – evolução essa que nós obtivemos por via da migração dos minoritários, e um conjunto de operações que são conhecidas no mercado. Então, essa evolução talvez seja o ponto mais importante, em um esforço que vem sendo empreendido pela companhia para tanto.

Chegamos aqui à página 14 com um pequeno problema, eu peço desculpas aos senhores. Já resolvido o problema, na página 14 nós temos aqui uma avaliação da distribuição de dividendos; ela tem sido muito consistente também, como

vocês podem observar. A companhia está propondo o pagamento de R\$ 612 milhões – isso confere a ela um dividend yield semestral de cerca de 4,3%; pela cotação do final do período, do 1S, 4,8%; corresponde a uma distribuição de dividendos, nos últimos 12 meses, superior a R\$ 1,110 bilhão. Então é um resultado expressivo, uma série importante: no 1S05 pouco mais de R\$ 400 milhões, no 2S05 quase R\$ 500 milhões, e no 1T06 R\$ 600 milhões.

É um processo consistente, que supera a tática que tem sido utilizada para distribuição de dividendos na base 95% do lucro líquido, superando então a política de pagamento vindo dos 50% da base semestral. Portanto, a companhia, que além do atrativo de criação e de crescimento das suas operações, tem também a liquidez promovida pelo pagamento expressivo de dividendos.

Na página 15, somente para reportar que a companhia amplia sua cobertura por analistas. Hoje há 16 instituições divulgando relatórios sobre a empresa. Tem sido reconhecida pela sua assiduidade na Associação Brasileira de Analistas e Investidores do Mercado de Capitais, a APIMEC, há quatro anos em São Paulo, já há um ano na região Sul. Foi a oitava melhor empresa para investimento das 300 listadas em Bovespa, segundo o ranking promovido pela agência Estado Empresas que tivemos esse reconhecimento recentemente, e também pela IR Magazine Awards. Nós tivemos reconhecimentos na área de Relação com Investidores e de Governança Corporativa.

Na página 16, entramos na nossa agenda de criação de valor. Já passando direto para a 17, somente para pontuar: essas são as cinco estratégias que caracterizam o desenvolvimento da CPFL Energia, são conhecidos de vocês a eficiência operacional nas operações de geração, distribuição e comercialização; os benchmarks de produtividade, qualidade dos serviços, custos baixos, por intermédio de um conjunto de ações que são, também, conhecidas no mercado; o processo de crescimento sinérgico – notadamente nas áreas de geração e de comercialização –; e disciplina financeira, para viabilizar esse crescimento; um conjunto de procedimentos que mantém a companhia a acessar o mercado de financiamentos sempre em prazos maiores que os seus peers, e com um custos menores; governança corporativa diferenciada (a CPFL ainda é a única empresa listada em novo mercado no Brasil, e ADR nível três, uma outra nessa mesma condição); e com um programa muito extenso de sustentabilidade e responsabilidade corporativa, o que garante esse desempenho no futuro.

Na página 18, somente fazendo um report de que concluímos a operação da aquisição dos ativos da PSEG, com destaque para a RGE. Estamos nos comprometendo com o mercado a trazer propostas para captura de sinergias e implantações do padrão CPFL, já no próximo trimestre. Tivemos aqui o preenchimento da nossa diretoria, alinhando as diretorias das empresas da CPFL, reassumir a presidência da companhia – nosso vice-presidente de distribuição assume a posição de distribuição, e assim por diante – e estamos, desde o mês de junho, já operando a companhia de tal maneira a poder apurar e estabelecer um plano de ação para a empresa para obter e capturar essas sinergias no tempo mais curto possível. Este plano será apresentado ao mercado na nossa próxima avaliação trimestral.

Na página 19, apenas fazemos um detalhamento maior dessa aquisição de 11% da Usina Foz do Chapecó. Vocês podem ver no quadro que essa usina tinha como seus participantes 40% da CPFL Geração, 40% da Chapecoense que é o veículo de investimentos de Furnas, e 20% da CEEE. Com essa aquisição da CPFL – pagamos R\$ 8,8 milhões por essa aquisição – nós vamos a 51%, trazendo benefícios incontestáveis para esse projeto, que fica com uma participação privada majoritária, e isso confere ao projeto melhores condições de financiabilidade, etc. Mantemos a participação da CEEE, embora menor, o que é importante para – especialmente de um agente local – as questões ligadas a gestão de populações, meio-ambiente, etc., e é uma parceria com Furnas de 40%.

Para a CPFL, são esses acréscimos que estão aqui relacionados: 94 MW a mais na potência instalada, 48 MW na energia assegurada, e um investimento adicional de R\$ 230 milhões, superando então a casa de R\$ 1 bilhão. Somente esse take, usando uma referência de energia e do último leilão de energia elétrica, seria capaz de trazer uma receita anual em torno de R\$ 55 milhões, o que confere a rentabilidade acima dos padrões com que nós costumamos trabalhar.

No quadro da página 20 a gente consegue ver essa evolução, prevista para 2010, com o que nós atingimos por conta desta aquisição – cerca de 2.100 MW ao final do ano; passamos de 1.000 MW assegurados em 2010.

Na página 21 nós temos aqui – nós fomos, ao longo das últimas semanas, bastante inquiridos por agências do mercado, e achamos importante fazer um detalhamento a respeito à Usina de Campos Novos. Neste quadro que estamos vendo aqui, nós temos a frente barragem, engatada na rocha, e nós vemos, do lado direito, dois túneis. São – como é que se fala? São dois túneis que podem ser vistos aqui, na verdade com três vãos cada um deles. Esses são os chamados túneis de desvio. Na verdade, para que a gente faça essa usina – o curso do rio passava exatamente onde está hoje a barragem, então é feito um ensecamento (na parte de baixo a gente vê uma parte de terra, etc.), e a parte de cima é exatamente do tamanho da barragem, que tem 212 metros de altura.

Para se construir esta barragem é que o rio é desviado, pois senão não seria possível esta construção. Isso vai ficar mais claro em algumas páginas mais à frente. Primeiro, é importante destacar, na página 22, que os túnel de desvio é uma estrutura provisória, feita para desviar o rio e possibilitar, como eu falei, a construção da barragem. Quando se conclui a barragem, a entrada desse túnel é fechada com comportas de aço, para iniciar o enchimento desse reservatório. O passo seguinte é a vedação definitiva dos túneis de desvio, com concreto. Isso só é feito no momento em que a usina entra em operação, exatamente para você ter uma alternativa – caso algum tipo de problema venha a acontecer.

Os trabalhos, na nossa usina, de fechamento do Túnel 1 já estavam sendo concluídos, quando ocorreu o vazamento das comportas do chamado Túnel 2, o que levou ao esvaziamento desse reservatório. Na página 23 a gente tem, até para ficar claro para cada um dos senhores, uma visão de cima – uma visão de topo – exatamente da barragem da usina. E, conforme aquela fotografia mostrava que, do lado direito, nós tínhamos dois túneis, os túneis estão aqui representados como Túnel de Desvio 1 (TD 1), Túnel de Desvio 2 (TD 2). O procedimento que foi

desenvolvido então para recuperação dos túneis corresponde à remoção dos tampões, daquele fechamento definitivo do chamado túnel 1, que não tinha tido nenhum tipo de problema. Então neste momento a água está passando pelo túnel 2. Faço o desvio do rio para o túnel 1, que é exatamente aquele que estava tampado, então foram dinamitadas essas estruturas de fechamento deste túnel, de tal maneira que a gente possa fazer esse procedimento no túnel 2.

Então, o túnel 2, que é o que deu problema, vai ser concretado e a água vai passar pelo túnel 1, que não tinha problemas, conforme essa figura número dois.

Na figura número três, nós temos aqui o procedimento previsto para ocorrer até o dia 14 de outubro. Então nós temos o fechamento do túnel 1 e o fechamento da comporta do túnel 1. Então, o túnel 2 fechado com concreto, essa parte vermelha conforme aqui colocada. Só para vocês terem uma idéia essa parte vermelha corresponde a uma instalação de 40 metros de distancia totalmente concretado. E preserva-se então a condição da comporta que não deu problema do túnel 1 e essa comporta então é fechada e inicia-se, a partir desse momento, o enchimento do reservatório.

A nossa previsão nesse momento é de que isso venha a ocorrer a partir do dia 15 de outubro de 2006. Nesse período em que nós estamos tendo então o enchimento faz-se então a execução do chamado tampão, tal qual fizemos no túnel 2, faremos agora no túnel 1.

Na página 25 há uma visão interna do que são esses túneis, vocês vêem que são túneis bastante grandes de largura, que são capazes naturalmente de desviar o volume inteiro desse rio. Temos dois túneis como esse e aqui só uma visão interna da remoção já ocorrida desses 40 metros de estrutura de concreto que estavam selando então, fechando, esse túnel 1. Isso já foi feito.

Na página 26, apenas para mostrar a vocês, essa usina é uma usina de três unidades, as três unidades estão concluídas, instaladas todas elas, apenas a espera agora de água para fazer o seu comissionamento definitivo. Com o reinício do enchimento do reservatório a partir de 15 de outubro, temos aqui um lago pequeno em termos de volume de água; nossa previsão é de que em um prazo próximo de 30 dias ele seja concluído e nós precisamos de sete dias para fazer o comissionamento da primeira maquina, dado que uma boa parte desse comissionamento já foi feito. Apenas a parte de comissionamento com água é que não foi feito.

Na página 27, aqui um dado também importante, porque foi também muito colocado de que nós tínhamos problemas na barragem. Então, a primeira informação importante é que a laje de concreto, que cobre esta barragem... Então nós temos aqui a barragem para vocês verem na posição lateral, onde ela está engatada no morro; vocês vão ver que ela tem uma extensão de 600 metros; essa é a barragem.

Tem uma altura de 202 metros e tem uma face, que é essa face do lado esquerdo, onde nós temos contato direto com a água. Por essa razão é feita uma cobertura, uma cobertura como se fosse um impermeabilizante de concreto nesta

face de contato coma água. Esta cobertura tem uma espessura que varia de 40-90 cm em função de aonde ela vai ter mais esforço em relação á coluna de água que está apoiada sobre ela. Então, ela não tem função estrutural, ela tem uma função única e exclusiva de vedar a passagem da água.

As fissuras então, que foram apresentadas, não representam nenhum risco para estrutura da barragem, até porque esta laje, como eu falei, foi feito exclusivamente para vedação, não tem função estrutural. Caso o reservatório não tivesse sido esvaziado como foi, nós teríamos perfeitamente possível a convivência dessa fissura na laje de concreto da barragem. Seria possível eliminar essas fissuras aumentando a espessura da laje de concreto nessa região aplicando juntas elásticas vedantes. São procedimentos absolutamente regulares em barragens dessa característica em todas as barragens brasileiras.

Então agora na página 28 há um uma figura também para demonstrar que, na verdade, apenas aquela fissura – e algumas fotografias que nós tivemos contato durante a semana falavam em erosão na barragem. Não há erosão nenhuma, há simplesmente o deposito de barro de pós-enchimento na parte de baixo. Não há nenhum tipo de erosão, ela é completamente engatada em rocha conforme nós já falamos. Nenhum tipo de evento de erosão ou de comprometimento das estruturas da barragem.

Agora, na página 29, para finalizar esse tema Campos Novos, mostrando aos senhores analistas que essa companhia então tínhamos, na nossa parte, na parte PFL que é praticamente metade do empreendimento, uma perspectiva à luz do contrato já assinado de um EBITDA de R\$ 12 milhões por mês, que corresponderia a um lucro líquido de R\$ 3,6 milhões por mês.

Importante destacar que toda a usina é coberta por seguro; no que diz respeito aos riscos de engenharia, os riscos exatamente desta reconstrução, desses trabalhos que estão sendo feitos de recomposição, até o limite de US\$ 233 milhões. Vai se gastar muitíssimo menos do isso, bem menos do que isso.

E, por danos acordados, exatamente para cobrir essa parte de lucro líquido, de EBITDA, nós temos aqui um segura de garantia por danos acordados, exatamente em função da não-entrada de operação de até R\$ 123 milhões.

O financiamento, também é importante destacar, não começa a contar. Esses contratos de financiamento estabelecem o início do pagamento das amortizações a partir de abril de 2007. Então, nesse mês, seguramente a usina já deverá estar em operação comercial e com caixa suficiente para efetuar o pagamento.

Bem, vamos a página 30, agora mudando de assunto, falando também de distribuição novamente só para mostrar que tivemos um trimestre importante, é um recorde trimestral em termos de novas ligações, praticamente 74 mil ligações feitas nesse trimestre. Uma média de cerca de 25 mil por mês, o que eleva a nossa perspectiva em termos de número de ligações por clientes. Nós estávamos trabalhando sempre com perspectivas ao redor de 50-55 mil novas ligações por trimestre. Isso revela uma melhor qualidade de renda da população brasileira, de massa de salários mais alta, então um processo de recuperação com um maior

número de empregos. Isso tem naturalmente dinamizado de uma forma positiva a economia e tem promovido aí esse número bastante alto de novas ligações.

Do outro lado, reportamos aqui a comparação de perdas comerciais. No período trimestral fizemos 138 mil inspeções e arrecadamos aqui, por essa redução que ocorre Paulista e Piratininga, cerca de R\$ 5 milhões, o que é 38% superior ao mesmo período do ano de 2005.

O trabalho também tem sido bastante exitoso na área de redução de inadimplência; como pode ser observado, todas as distribuidoras reduziram essa inadimplência nesse período, com destaque a Piratininga atingindo 1.3%, o menor número da nossa história.

Ao mesmo tempo em que, na página 31, pode-se observar a contínua melhora dos nossos indicadores de qualidade acompanhados pela gente, a duração e a frequência das interrupções com destaque aqui para Paulista e Piratininga, com uma frequência de cinco vezes por ano. Esse valor no período pós-privatização é de dez vezes, então uma redução de 50%. E na RGE, que chega agora a 14%, esse valor era superior a 30 interrupções. Então também estamos promovendo no estado do Rio Grande do Sul o mesmo evento de melhora que temos aqui no estado de São Paulo.

Na página 32, apenas fazendo um reporte, desses reconhecimentos ocorridos, reconhecimento da Paulista como melhor empresa brasileira de distribuição e da Piratininga como vencedora do prêmio da Aneel, de satisfação dos clientes, o prêmio IASC da Aneel de 2005.

Na página 33, como eu havia colocado há pouco das questões ligadas a comercializadora, nós atingimos aqui 28% de market share; é uma evolução desse 1S de 1%. Nós já temos um nível muito alto, esse mercado é competitivo, cerca de 50 agentes, então a CPFL realmente tem uma posição muito boa nesse mercado, ela sozinha com 28%. E um movimento que tem acontecido, conforme já temos reportado, é a migração para o mercado livre já é mais prudente; vocês podem ver que nesse período nós tínhamos cerca de 637 GW/hora de vendas em jogo, clientes que poderiam se converter em livres.

461 GW/hora foram retidos na própria concessionária, ou seja, renovaram seu contrato com a distribuidora; isso é praticamente 75% desse total de vendas em risco. Há um ano essa situação seria completamente diferente; praticamente 75% iriam para mercado, somente 25% ficavam com a concessionária. Então esse movimento, conforma já vínhamos falando há algum tempo, está mais contido e no volume de energia que foi colocada em disputa, a CPFL Brasil ainda conquista 108 GW/hora, o que do volume em risco corresponde a uma retenção de praticamente 90% no grupo CPFL com as bandeiras das suas distribuidoras e da comercializadora. Ela ainda vai a mercado e consegue ainda vender mais 108 GW, o que dá um superávit nessa operação de risco de 40 GW/hora. É isso que garante esse incremento de market share da CPFL Brasil. Então um desempenho realmente extraordinário dessa companhia.

Aqui na página 34, falando sobre a disciplina financeira, aqui pouco a dizer. A dívida líquida da companhia atingi R\$ 4,2 bilhões; ela é um pouco maior do que a posição que reportamos no mesmo trimestre do ano anterior, porém não por aumento da dívida financeira, mas sim por diminuição das disponibilidades, dado que fizemos a aquisição da RGE utilizando o próprio caixa.

Estamos aqui concluindo algumas operações e, a partir daí, faremos o financiamento do conjunto dessas operações. Mesmo assim, como pode ser visto do lado direto, os indicadores de dívida líquida/EBITDA são bastante confortáveis, de 1,8x, atingindo um total de R\$ 4,3 bilhões.

A companhia continua performando positivamente no que diz respeito ao custo nominal da dívida, então ele se reduz 13,2%, 1,5% a menos que igual trimestre do ano anterior e abaixo do CDI no período, o que dá idéia de todo o conjunto de financiamento da CPFL, que seria algo próximo de 85% do CDI, da taxa interbancária.

Mostra-se aqui os indexadores, o TJLP atingindo 30%, passando o CDI. O TJLP e o IGP, que são os principais indexadores então do nosso negócio na parte de receita, indexam também a nossa despesa financeira. Então, resultados na questão financeira também positivos.

Vamos à página 35, para encerrar a nossa apresentação falamos de duas coisas importantes. A companhia, em um trabalho relevante no que diz respeito à responsabilidade social e sustentabilidade, empreende então junto à pequenas e médias empresas, uma parceria da Fundação Nacional da Qualidade, o Instituto Ethos de responsabilidade social, a Harvard Business Review, o Sebrae, que é um instituto de pequenas e médias empresas, um trabalho de disseminação de critérios de excelência e responsabilidade social para empresas de pequeno e médio portes – temos várias na área de concessão.

Estamos promovendo seminários, tentando compartilhar as melhores práticas de gestão empresarial, utilizando o próprio exemplo da CPFL, que há um grande exemplo em termos de tamanho, mas utilizando também de pequenas e médias empresas para tentar orientar, auxiliar ou educar os empresários para que possam ter melhor desempenho nas suas atividades.

Óbvio que isso é muito importante nesse momento de recuperação da economia e CPFL ao fazê-lo, ao criar mais condições para que esses empresários se desenvolvam, será naturalmente beneficiária desse desempenho. Então é um trabalho importante aonde nós devemos atingir ao longo deste ano cerca de 3000 pequenos e médio empresários com essa ação.

Na página 36, aí olhando com maior detalhe a parte de responsabilidade social, o Instituto Ethos e o BID, Banco Interamericano de Desenvolvimento, escolhem no Brasil oito empresas para desempenhar um trabalho de promoção de redes sustentáveis. Estão identificando empresas socialmente responsáveis para que elas, junto com os seus fornecedores, possam estabelecer exatamente essa rede de processos de responsabilidade social. A CPFL foi uma dessas oito empresas

escolhidas, a escolhida na área de energia, e ela possa então a ter essa responsabilidade no programa TEAR, tecendo redes sustentáveis.

Temos aqui uma página de fechamento, a página 37. Apenas para revelar, em vista daquela estratégia, daqueles cinco itens estratégicos, fazer um balanço desse semestre, de um crescimento sinérgico com a aquisição de participações em distribuidoras, em usinas; receita operacional, a superação dos principais benchmarks brasileiros de eficiência operacional, com destaque para a atividade de distribuição. Na parte de disciplina financeira, destacando aqui a companhia tentando manter sua estrutura ótima de capital, indexadores dívida líquida/EBITDA abaixo de 2, distribuindo dividendos.

No programa de sustentabilidade e responsabilidade corporativa, esses dois programas que acabo de fazer comentários; e finalmente, na governança corporativa, cujo evento principal foi a adesão do nosso membro independente que começou aqui em abril.

Com isso então, eu encerro a minha apresentação me colocando junto com os meus colegas de diretoria à disposição para perguntas.

Pedro Batista, Pactual:

Boa tarde a todos. Eu tenho dois pontos; o primeiro deles com relação à questão do mercado. Como é que está, no mês de julho agora início de agosto, o comportamento de mercado? Vocês têm sentido uma melhora maior do que a gente viu com relação ao ano passado do que a gente observou no 1S, com relação principalmente à atividade econômica na área de concessão, das distribuidoras da CPFL?

E o segundo ponto seria mais na questão da geração, queria ouvir um pouco da visão do management sobre o leilão de energia nova, ou seja, dos projetos que o governo vem indicando até agora que estariam entrando no leilão, se quantos a CPFL a princípio poderia ter interesse.

E também, ainda na questão geração, assim com vocês acabaram de fazer a aquisição de Foz do Chapecó, se também estariam perseguindo aquisições parecidas, ou seja, projetos que já foram licitados e que hoje você tem algum sócio que poderia estar saindo do projeto, seja por falta de interesse estratégico ou por falta de capacidade financeira. Muito obrigado.

Wilson Ferreira:

Perfeito. Pedro, eu vou começar pelo fim. Eu acho que o exemplo de Foz de Chapecó é sem dúvida um dos exemplos que, se nós tivéssemos condição de ter outros empreendimentos que tivessem a mesma perspectiva de agregação de valor – essa é a palavra chave; nós estamos aqui, com essa aquisição, incorporando uma perspectiva de investimento cuja rentabilidade é superior aos parâmetros mínimos que são conhecidos de vocês, nossos herd rates, que nesse caso eles superam.

A segunda coisa, no que diz respeito aos empreendimentos, a companhia está avaliando, notadamente Dardamelos e Mauá, está concluindo estudos para fazer o seu estudo de viabilidade e, na hipótese de identificar isso como uma oportunidade, para tentar estabelecer parcerias. E essa é uma condição importante, a CPFL tem como premissa investimentos na área de geração compartilhar esse risco, mas desde que ela lidere o consorcio ou tenha uma posição igual ao segundo maior, esta na hora que agente possa ter uma caracterização idealmente na situação privada, porque isso acaba criando condições melhora no que diz respeito à financiabilidade desse projeto. Essa é a segunda coisa; nós estamos, como eu falei, concluindo estudos em relação à essas duas usinas.

Escolhemos essas duas porque elas são as maiores, então teriam uma capacidade de bater taxas de retorno compatíveis com o que nós entendemos ser um bom retorno.

No que diz respeito agora ao que você falou dos leilões, nós estamos trabalhando com uma expectativa de – esse preço tem se mostrado crescente, mais próximo da realidade de custos marginais, com valores que você incorpora aí os deferimentos de UBP superiores a R\$ 130 o MWh já fica bastante mais próximo dos chamados custos marginais, o que traz de volta o apetite por esses empreendimentos, mas nessas condições que eu coloquei, seja no que diz respeito à formação de parcerias para compartilhar o risco e idealmente em um take que permita a gente, junto com outro empreendedor privado, liderar esse projeto.

No que diz respeito aos dados de mercado, eu vou passar a palavra ao Roberto Cass para que ele teça comentários em relação aos últimos eventos.

Roberto Cass:

Bom, a gente observou aqui os dados do IBGE, por exemplo, de produção industrial; no 1T eles vieram com 4,6% de crescimento em relação a 2005 e no 2T apenas 0,8%. Isso, aliado à taxa de USD, que está o real sobre valorizado em relação ao USD, leva a um impacto na indústria, especialmente aquela indústria que tem a exportação e aquela indústria do mercado interno, mas que pode sofrer a taxa do mercado internacional.

Então, no consumo industrial, a gente tem observado no último trimestre uma redução. Em contrapartida observa-se um crescimento acentuado no consumo residencial e comercial e nas demais classes. Então a gente observa, por exemplo, o residencial nesse trimestre teve um crescimento de 5,2%, como foi apresentado e o industrial 3,6%. Então, esses são os números que indicam que a gente espera um crescimento maior nas demais classes e não mais na classe industrial para esse ano.

Pedro Batista:

Perfeito, e em julho, agora esse início de 3T está com um comportamento parecido?

Roberto Cass:

Comportamento exatamente parecido com o que aconteceu lá em junho.

Pedro Batista:

Perfeito. OK, muito obrigado.

Sergio Tamashiro, Itaú:

Boa tarde a todos. Primeiro, eu gostaria de um pouco mais de esclarecimento sobre esse preço que você mencionou de R\$ 130; se você pudesse comentar sobre que retorno que você estaria conseguindo, que CAPEX estaria sendo exigido se fosse igual a esses R\$ 2,4 milhões por MW, que vocês fizeram da aquisição de Foz do Chapecó, na estrutura de capital e também que custo de dívida você estaria considerando.

E, segundo ponto é sobre essa decisão agora recentemente anunciada da Bradespar de sair do controle da VBC, embora seja uma decisão de acionistas. O que a gente poderia estar lendo sobre essa decisão deles? Você está achando que já está chegando o valuation da CPFL ao pico? Qual seria essa leitura para nós?

E o terceiro é sobre um detalhamento sobre o CAPEX, principalmente 2006 até 2010, agora já considerando o investimento em Foz do Chapecó. Obrigado.

Wilson Ferreira:

Bom, Sergio, com relação ao investimento de 2.400, o investimento de Foz do Chapecó nós estamos considerando alguma coisa na casa de 2.400 por KW instalado, R\$ 2,4 milhões por MW instalado. Estamos considerando aqui, o preço que eu falei de 130 seria uma aprox do preço obtido no último leilão, 125, mais a parte de deferimento de UBP, então isso daria alguma coisa na casa de R\$ 130 o MW (52:08). Esse foi o preço então considerado para efeito desses investimentos.

E no caso específico de Foz do Chapecó um financiamento da ordem de 70% do valor desse investimento. Na verdade, na composição que o BNDES tem colocado, que é 80% em TJLP, com spread que é variável, seria alguma coisa abaixo de 3 e o restante em debêntures rastreadas em IPCA. Então esse é basicamente o composto que estamos fazendo com relação à Foz do Chapecó e ele nos permite uma taxa de retorno que bate os nossos herd rate de 15% on equity.

Sergio Tamashiro:

Sobre isso, 70% é dívida, sendo desses 70%, 80% na TJLP e 20% em debêntures, é isso?

Wilson Ferreira:

Exatamente, em IPCA.

Bom, com relação agora à posição da Bradespar, eu não tenho nada a comentar. A avaliação que é feita pela Bradespar... A Bradespar é uma empresa aberta, tem representantes, assim como a VBC eu acredito que eles possam colocar melhor a vocês do que eu. Eu recebi a notícia também pelo jornal, então a notícia que eu tenho é exatamente aquela que está publicada. Até hoje de manhã nós tivemos entrevista coletiva aqui e eu na tive como fazer nenhum tipo de conversa com eles. Mas eu recomendo a vocês que façam contato com a empresa, a Bradespar ou mesmo com a VBC, não tenho dúvidas de que eles estão dispostos a colocar as posições deles.

Tem mais alguma pergunta, Sergio?

Sergio Tamashiro:

Sobre o CAPEX de longo prazo.

Wilson Ferreira:

Bom, o CAPEX da companhia, este ano aqui nós tínhamos uma previsão original de R\$ 858 milhões. É obvio que esse CAPEX aumenta por dois eventos, no caso: pelo evento do pro-rata que nós temos agora de responsabilidade na RGE; ela tinha um investimento previsto da ordem de R\$ 100 milhões. Então, dado que nós vamos assumir no 2S 3/6 da companhia, e não mais 2/3, nós temos aqui um investimento adicional entre R\$ 15-20 milhões. Então já chegaríamos aí em algo próximo a R\$ 880 milhões.

A participação de 11% em Foz do Chapecó, dado que esse empreendimento deve começar apenas em novembro, praticamente não tem impacto de CAPEX no ano.

Agora, nós já fizemos, além disso, o investimento na aquisição. Neste ano nós já fizemos, juntando esses quase R\$ 9 milhões na aquisição de Foz do Chapecó, mais a parte da RGE, os R\$ 380 milhões, praticamente R\$ 400 milhões.

Então o nosso investimento neste ano, entre aquisição e crescimento orgânico das operações, deve atingir alguma coisa como R\$ 1,3 bilhão; nós estamos naturalmente atentos a processos de aquisição que possam agregar valor ao grupo. Como você sabe, nossa previsão para o ano que vem era de R\$ 893 milhões, esse valor vai ser maior, especialmente por conta do acréscimo de 11% de Foz do Chapecó e naturalmente pelo atingimento de praticamente 100% na RGE.

São valores que nós estamos avaliando nesse momento, é muito provável que nós tenhamos alguma coisa na casa de R\$ 50-100 milhões, atingindo muito proximamente R\$ 1 bilhão; esse deve ser o investimento em Foz do Chapecó que nós estamos adicionando. Nós estamos falando em algo como R\$ 200 milhões nos próximos quatro ou cinco anos, se ele está impactando aquele quadro que

nós tínhamos de CAPEX em algo como R\$ 50 milhões anuais adicionais, e, no caso específico da RGE algo como R\$ 30 milhões, R\$ 40 milhões. Então, você não erra muito se você adicionar valores da ordem de R\$ 80 milhões anuais à perspectiva de investimento desses próximos cinco anos.

Então, nós tínhamos R\$ 858 milhões, ele vai a R\$ 880 milhões, tínhamos R\$ 893 milhões, ele vai próximo de R\$ 1 bilhão; R\$ 642 milhões em 2008, ele vai a algo como R\$ 720-750 milhões, R\$ 580 milhões em 2009 vai a R\$ 650 milhões, e R\$ 500 milhões em 2010, ele vai a alguma coisa na casa de R\$ 580 milhões.

Vitor Fagá:

Só lembrando, Sérgio, o aumento desse CAPEX você tem na divulgação de resultado do ano de 2005, no dia 9 de março desse ano. E nós vamos divulgar na próxima divulgação, o resultado do 3T, um CAPEX detalhado, refletido todos esses ajustes e todas essas alterações que o Wilson descreveu.

Sérgio:

OK, está certo. Uma última pergunta: agora, quem está vendo se as oportunidades de investimento agora estão cada vez mais escassas, tinha aquelas oportunidades que a gente até achava que eram naturais – a compra da transmissão paulista, a participação restante na RGE; agora parece que o mercado está bem mais competitivo, haja vista até mesmo a disputa que teve aqui pela transmissão paulista. Como é que agora você está falando em outros, Dardanelos, Mauá, mas será que teria um novo foco, ou continua sendo em geração, ou tem algumas outras alternativas?

Wilson Ferreira:

Não, eu acho que o foco é investimento na área de energia elétrica que agregue valor à plataforma já constituída. Esse é o nosso objetivo. Ele tem que atender a esses dois pressupostos. Nós tínhamos, no caso específico da CTEP um target importante, porque ele permitiria a CPFL entrar no segmento de transmissão com um tamanho que é compatível com CPFL Energia, e nos permitiria montar uma plataforma para crescimento. Isso não foi possível. Agora, não foi possível porque os valores pagos, os valores que estavam sendo discutidos entre os players estavam muito altos, que não permite, quer dizer, ela não oferecia uma relação risco/retorno compatível. Vocês têm modelos aqui, vocês devem imaginar qual foi a taxa de retorno que pode-se presumir tenha sido atingida por essa compra. Ela seguramente tiraria valor da plataforma constituída por CPFL Energia. E por essa razão nós não entramos.

Mas nós estamos mobilizados ainda no que diz respeito ao crescimento sinérgico em distribuição, existem as possibilidades de crescimento de pequenas concessionárias, nós, na área de geração, em nenhum momento abrimos mão de continuar crescendo pela via dos próprios leilões. Agora, o preço tem que permitir o retorno compatível para o risco desse negócio.

Retomando financiamentos para 14 anos, você está casando com um empreendimento por trinta anos, óbvio que você está tomando todos os riscos de construção para algo como quatro ou cinco anos. Por esse contexto, ele demanda valores de retorno – que nós praticado em outros empreendimentos. Então, se identificarmos possibilidades de participarmos e termos uma chance de ganharmos promovendo esse retorno, nós o faremos, naturalmente. Há processos de PCH, nós temos ficado atentos a isso; no final do ano passado compramos quatro PCHs no Rio Grande do Sul, estamos repotenciando nesse momento, demos ordem de repotenciação agora para mais duas PCHs no Estado de São Paulo, com contrato com a própria companhia. Permite taxa de retorno no equity da ordem de 21% nesses empreendimentos de potenciação; só que são pequenas adições, mas são adições que agregam bastante valor ao negócio sem aumentar risco, pelo contrário, aumentando a rentabilidade.

E na área de transmissão nós estamos em um momento de avaliação estratégica, mas não há ativos de transmissão à venda. Então, nós vamos ter que fazer uma avaliação se vamos ou não para leilões. Estamos, nesse momento, fazendo essa avaliação dentro da companhia com os acionista, e teremos uma definição breve. Não participaremos do leilão de transmissão marcado agora para agosto.

Sérgio:

OK. Está bom, obrigado.

Gustavo Gattass, UBS:

Bom dia. Tenho algumas perguntas, também. Deixa eu abrir com uma mais estratégica para você, Wilson. A gente viu dessa vez que vocês – pelo menos na minha impressão – vocês, pela primeira vez na história da CPFL pagaram mais ou declararam mais dividendos do que vocês tinham já em caixa sobrando.

Teve alguma mudança de política, ou a gente continua focado em crescimento, e dividendo vem quando sobra caixa?

Filippo:

Gustavo, só para entender: quando você fala ‘caixa sobrando’, a gente tinha um caixa no final do 1S de R\$ 1,3 bilhão, que era o número reportado.

Gustavo Gattass:

E agora, no final do semestre, que foi quando vocês efetivamente declararam, vocês tinham R\$ 470 milhões contra uma declaração de R\$ 611 milhões.

Filippo:

R\$ 470 milhões era no final de junho.

Filippo:

Isso. Esse dividendo é previsto ser pago em setembro. Então, você tem a própria geração até lá de caixa, e isso está absolutamente em linha com o caixa previsto da companhia.

Gustavo Gattass:

Está ótimo, então.

Filippo:

Não há preocupação quanto a isso, não; até porque, como o Wilson falou, nós compramos a participação da RGE com o caixa disponível, mas dentro desse programa de aquisições a gente chega um momento que vai consolidar isso, e, eventualmente, se for necessário, fazer algum tipo de endividamento de longo prazo, como é a nossa meta de ter um nível de endividamento da companhia.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Mas não é preocupação, é esperança, para te falar a verdade. A minha segunda pergunta tem a ver com Campos Novos – eu só queria uma explicação um pouco melhor sobre o ponto que está levantado na apresentação. No slide 29, vocês mencionaram garantia dos danos acordados. Eu só queria entender como é que isso funciona.

Wilson Ferreira:

Na verdade isso é um seguro que estabelece um conjunto de marcos a serem cumpridos na obra. Então, se os marcos não são cumpridos, desde que comprovado que eles não foram cumpridos por alguma razão que não seja caso fortuito, força maior; você tem a possibilidade de recuperar esse danos em valores cujo teto é esses R\$ 123 milhões. Então, qual foi o evento não cumprido na nossa avaliação, nesse momento, sem detalhá-lo? Um conjunto de eventos de obras e de coisas que têm que ser feitas para que o evento, por exemplo: geração comercial da máquina 1 ocorra – e foi o que não aconteceu.

Como não aconteceu, você aciona o seguro – já fizemos. O seguro é regulado, então ele vai lá apurar as razões, os peritos desse seguro, e levar ou não o cumprimento daquele marco. E a companhia, do seu lado, tem que colocar quais são os danos que ela está sofrendo, quer dizer, qual é o impacto financeiro daquilo. Desde que ele não seja de longo prazo, e a gente está mostrando claramente que temos uma expectativa de chegar até novembro com essa operação já em funcionamento, o valor do seguro cobre integralmente os impactos financeiros desse atraso.

Gustavo Gattass:

Está ótimo, mas nesse caso o impacto financeiro que vocês estão propondo é o EBITDA, o lucro não capturado, ou é, por exemplo, alguma outra coisa?

Wilson Ferreira:

É o EBITDA.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Eu tinha mais duas perguntas no que diz respeito a Campos Novos, são rápidas. A primeira era: vocês chegaram a cancelar os contratos de pool que vocês tinham que eram referentes à energia que ia ser substituída por Campos Novos, ou não?

Wilson Ferreira:

Nós não temos contratos de pool, nós temos contratos de Campos Novos com as distribuidoras.

Gustavo Gattass:

Então vocês nunca declararam a energia de Campos Novos como sendo faltante para aqueles leilões de energia.

Wilson Ferreira:

Não.

Gustavo Gattass:

Está perfeito. E a minha última: oficialmente, do ponto de vista do balanço, vocês já estão considerando a Campos Novos como completa, ou não? A pergunta que eu estou fazendo é mais – os juros sobre a obra ainda estão sendo capitalizados, ou eles já estão transitando?

Filippo:

Não, ela não está operacional, nem depreciação, nem amortização de juros, o que seja.

Gustavo Gattass:

Está ótimo. Obrigado.

Subhojit Daripa, Santander:

Boa tarde a todos. Eu queria estar concentrando as primeiras perguntas com relação a Foz Chapecó, que eu tinha algumas dúvidas que devem ser bastante básicas aqui. O aumento de participação aqui foi de 40% para 51%, foram 11% de aumento de participação. Por que, exatamente, tanto a capacidade a energia assegurada quanto o CAPEX tiveram uma variação de 27%? Esse é o primeiro ponto.

O segundo ponto, que é ainda sobre Foz do Chapecó, se vocês podiam falar rapidamente sobre como vocês chegaram nesse pagamento de R\$ 8,8 milhões para a CEEE, se é referente simplesmente ao custo dos estudos para a concessão, ou se tem alguma coisa mais envolvida aí, só para ter uma idéia de como foi calculado isso.

E a terceira questão é com relação a esses novos projetos, que é Dardanelos e Mauá; que Mauá a gente sabe que a Copel também está interessada, ela negou isso, e, por se tratar de Copel, ela, enfim, tem que ser majoritária. O que torna, então, inviável qualquer tipo de parceria com vocês. Porque, pelo que eu entendi, vocês só querem entrar sendo também majoritários no projeto. Por que, exatamente, a escolha em cima de concessão que, naturalmente, já tem, vamos dizer assim, um competidor à altura; e por ser, principalmente, o fato de ser estatal, tem aquela questão também de disciplina de capital etc., e não procurar alguns outros. Eu queria só entender um pouco o racional dessas duas plantas que vocês estão estudando.

Wilson Ferreira:

Bom, eu só vou começar aqui. Essas suas perguntas relativas aos indicadores, 94 mW de potência instalada, 48 mW de energia assegurada, eles são 11% do empreendimento total. Por exemplo: 94 mW é 11% de 855, que é a capacidade de empreendimento. Compreendeu?

Subhojit Daripa:

Certo. Pelo visto, era bem mais básica do que eu estava imaginando, está ótimo.

Wilson Ferreira:

Essa é a primeira coisa. A sua segunda pergunta foi com relação aos...

Subhojit Daripa:

Com relação à questão dos R\$ 8.8 milhões pagos para a CEEE, só para vocês darem uma idéia como feito o valuation.

Wilson Ferreira:

Então, o valuation foi feito de uma forma bastante simples, aliás. Na verdade, esse projeto foi licitado em 2001. Desde 2002 nós temos trabalhado no sentido de, como eu falei, ele tem a licença prévia, tem a licença de instalação; então foi feito um conjunto de investimentos pelo conjunto dos sócios, aí a CPFL inclusa, ao longo desse período, inclusive com desapropriação de terras, que é uma... No próprio EARIMA aprovado você tem lá a desapropriação de terra de índio etc., e esses são investimentos que foram feitos, todos eles feitos; e atualizados, atualizados por uma consultoria. No caso, foi utilizada a Ernst & Young, e ela utilizou seus parâmetros de atualização e estabeleceu o preço, nós temos o direito de preferência em relação a preço. E fizemos, então, como eu falei, foi feito

um investimento da ordem de R\$ 40-50 milhões a valores nominais. Atualizados nós tivemos 11% a R\$ 8,8 milhões. Basicamente isso.

E com relação aos dois empreendimentos que você fez referência, Mauá e Dardanelos, a escolha se recai pura e simplesmente pelo porte deste empreendimento. E aí, é muito em cima da nossa de que empreendimentos maiores têm chances melhores de ter de um lado investimentos que sejam mais efetivos sob o ponto de vista da perspectiva de retorno. Não é à toa que PCH tem preços de energia mais caros, a escala de produção de um empreendimento desse tipo é diferenciada. Nós temos aí até por experiência própria avaliado que empreendimentos superiores a 250 mW são aqueles que oferecem melhores condições, uma relação equilibrada investimento/retorno. Então, é essa a razão.

A segunda coisa no que diz respeito à forma de investir – isso é típico, isso caracteriza todos os investimentos onde o grupo empreendeu. Ele sempre perseguiu ter uma posição igual ou superior em termos de liderança no consórcio. Primeiro, ele sempre teve sócios para compartilhar o risco. Segundo, ele sempre teve, nas suas avaliações, minoritária de uma empresa estatal local. Isso nos ajuda sempre nas questões ligadas à promoção do próprio licenciamento ambiental, relacionamento com comunidades etc.. Então, isso também é uma segunda marca. A questão de ser um majoritário não é determinante, mas ter um take com outro empreendedor privado assegure que o projeto será tipicamente privado, pelas vantagens que ele tem na sua financiabilidade etc.. São premissas que idealmente nós seguimos, óbvio que isso sempre depende de um processo de negociação junto com os sócios, mas seja Barra Grande, Campos Novos, Ceran e Chapecó nós jamais tivemos problema nisso.

Na verdade, no caso de Barra Grande e Campos Novos, Barra Grande, originalmente, nós tínhamos 50 vírgula alguma coisa por cento do projeto, originalmente. Nós tivemos aí, à luz das dificuldades financeiras do passado, que monetizar uma parte desse investimento, em Campos Novos e em Barra Grande. Essa é a razão de a gente estar com um take, especialmente no caso de Barra Grande, menor. Mas, originalmente, era superior a 50%; quando no caso de Campos Novos ele chegava a 74%.

Subhojit Daripa:

OK. Então dá para dizer que está totalmente descartada a possibilidade de vocês serem minoritários em uma eventual associação com Copel, desde que as amarras sejam bem dadas.

Wilson Ferreira:

Eu diria que sim.

Subhojit Daripa:

OK. Então deixa eu fazer uma pergunta de âmbito qualitativo, está muito cedo ainda para estar discutindo em definitivo isso aí, mas como já existem audiências públicas no âmbito da ANEEL com relação a essa revisão tarifária periódica; já

tem notícias na própria imprensa com relação a essa própria negociação que está existindo entre a ANEEL e a ABRADE, que eu acho que está representando todas as distribuidoras como um todo. Se você dar para a gente uma idéia de quais são os principais pontos de conflito, principalmente, e puder exatamente falar um pouco sobre questão de base de ativos, questão de inadimplência regulatória, e a questão de empresa-modelo, quais são os principais pontos que estariam aí conflitando a visão dos dois lados.

Wilson Ferreira:

Olha, nós estamos em um processo em discussão, que foi aberto oficialmente do ponto de vista da publicidade, à sociedade, na semana passada. Os pontos são os conhecidos, veja: no caso específico, talvez o ponto mais impactante é o da base de remuneração de ativos porque ela é o principal driver de receita das companhias. E aí, no caso, eu estava até colocando no parte da manhã para alguns repórteres, eu disse “olha, há uma necessidade de se fazer ajustes nessa questão da base para que você tenha, de fato, um princípio regulatório, que é o princípio utilizado no Brasil, que é a regulação por incentivos”.

Veja, quando você fixou a base ativos para todas as concessionárias nesse procedimento que foi utilizado agora nos últimos dois anos, você tinha um desempenho, ou seja, você tinha efetivação da sua base até 2003 sem nenhuma orientação. Então, você fez pelo preço que fez. De 2003 a 2005, nas avaliações que a ANEEL fez, ela utilizou uma referência de preço para precificar a sua base, e normalmente utilizou o menor preço que você praticou. Então, se você comprou medidores ao longo de cinco anos por R\$ 100, R\$ 80, R\$ 50, se você fechou por R\$ 50, ela precificou todos os demais medidores a R\$ 50.

Óbvio que se você, agora, sabendo disso aqui, você não tem nenhum incentivo para fazer pelo menor preço, dado que você sabe que ele precifica a base inteira. Isso corresponde a um incentivo equivocado de você fazer por um preço mais caro. Óbvio que a agência não vai querer fazer isso. Então, o que ela vai fazer? Ela vai estabelecer as referências a serem praticadas, para que, se você for pagar mais caro por um medidor, além daquele preço que ela estabeleceu, você seja penalizado. Mas, por outro, lado, se você pagar mais barato, você seja beneficiado, vai lhe dar um incentivo para ser eficiente, vai lhe dar um incentivo para fazer barato, e vai utilizar.

Por que ela tem que fazer agora? Porque agora é como eu te falei, se todo mundo já sabe disso, está todo mundo motivado do lado errado, então ela fará. Esse, seguramente, é o principal elemento a ser objeto de discussão: quais índices ela vai utilizar, qual é a referência para preço médio etc.. Da mesma maneira no que diz respeito à empresa de referência, isso é o segundo driver de receita das concessionárias. Há que se reconhecer que houve uma evolução sob a ótica dos custos das concessionárias, e, portanto, é justo que uma parte desse valor seja reconhecida ou capturada na forma de motricidade tarifária; e uma parte não, para ele manter, novamente, estimulado, ou motivado, a obter mais deficiência do que aquela que a empresa de referência está estabelecendo.

Então, a ANEEL vai estar fixando isso aqui. Questões ligadas, por exemplo, à remuneração diferenciada entre as diversas regiões não adequadamente, eu diria assim, proporcionalizadas hoje, regiões que... A diferença que existe, por exemplo, de salários entre a região Sudeste, que é a mais cara, e outras regiões, não chega a 10%, coisa que, na prática, você sabe que é diferente. Então, questões como essa, questões ligadas a perdas, perdas comerciais, quer dizer, há que se reconhecer também que não se pode colocar todas as perdas comerciais que você tem na concessionária.

Qual é a referência mais adequada para isso? Porque isso vai determinar qual é o volume de energia, e, portanto, qual é o pass through de energia comprada que vai ter na concessão. Está sendo objeto de discussão, porque as concessionárias não têm padrão de perdas iguais. Então, você terá que utilizar uma referência, e negocia-se neste momento um processo de adaptação com target diferenciado para as concessionárias num primeiro momento, talvez em uma próxima revisão, em um segundo momento, onde você teria a aplicação talvez mais criteriosa de um critério que pudesse ser aplicado a todas. Então, há processos de transição a serem negociados.

E, naturalmente, você sabe, houve uma evolução do cenário macroeconômico, e isso deve também determinar uma evolução nos parâmetros que são utilizados para fixação da remuneração do capital próprio e o capital de terceiros. Há que se reconhecer também, de outro lado, que utiliza-se uma estrutura de capital 50%-50% sem permitir às concessionárias hoje que façam investimentos em outros negócios, o que tornará, seguramente, difícil a manutenção dessa estrutura de capital. Então, você pode ter no lote dessas companhias talvez uma estrutura de capital mais, vamos dizer assim, mais capital próprio do que de terceiros.

Então, são discussões, eu acredito que elas vão evoluir bastante ao longo dos próximos três a seis meses, mas eu acredito que pela serenidade com que elas têm sido levadas pelos reguladores, em particular, pelo Diretor Geral da ANEEL, Jerson Kelman, eu acredito que a gente terá um bom fim nisso no sentido de ponderar adequadamente os interesses da sociedade, do governo e das empresas, para que a gente tenha sustentabilidade nesse setor. Eu estou muito otimista com relação a isso.

Subhojit Daripa:

Muito bom, OK. Obrigado pelas respostas.

Anderson Frei, JP Morgan:

Oi, boa tarde. Na verdade, eu só queria ter uma idéia de se vocês teriam interesse na possibilidade de privatização no novo governo, de privatização da CESP, se vocês teriam interesse nesses ativos.

Wilson Ferreira:

Olha, de bate e pronto, assim, eu diria que depende do preço. Eu conheço, particularmente, esses ativos da CESP, são ativos excepcionais, é uma

companhia de 7500 MW, é muito forte, agora, inclusive, com a última solução de capital, ela melhorou bastante, ela tem endividamentos de longo prazo, está com uma estrutura mais adequada etc.. São ativos que fazem muito sentido para o grupo, agora eu tenho que revelar que é muito grande essa companhia, 7500 MW é uma bruta de uma companhia. Mas é algo como eu falei, depende muito das perspectivas. O que vai ser colocado em perspectiva de privatização, e o preço, naturalmente, poderá ser praticado.

Se a gente tiver uma perspectiva de preço que de fato agregue valor ao grupo, à plataforma já constituída, sem dúvida nenhuma é uma atividade onde nós já estamos posicionados, e bem posicionados, é um estado onde a gente tem grandes investimentos, Estado de São Paulo, o principal investimento do grupo está aqui, nas duas distribuidoras e nas atividades de geração, estrategicamente é uma posição que a gente iria perseguir.

Anderson Frei:

Está OK, obrigado.

Operadora:

Gostaria de passar a palavra ao palestrante para suas considerações finais.

CPFL:

Mais uma vez eu queria agradecer aqui a participação dos investidores e analistas nessa nossa conferência de resultados, eu acho que, mais uma vez, a satisfação de estar trazendo aqui resultados que, pelo que a gente pôde perceber, bastante alinhados com algumas estimativas de vocês analistas. Acho importante destacar as ações que tivemos aqui crescimento, seja da RGE, Foz do Chapecó, são investimentos que vão produzir taxas de retorno que agregam, de fato, valor ao grupo, nós não entramos com essa perspectiva, não era possível, a gente perde todas as vantagens que o nosso grupo tinha, e as tinha, mas não a ponto de superar esse preço que foi praticado.

É importante declarar que nós nos mantemos absolutamente atentos à oportunidade nos negócios onde nós já estamos envolvidos, de tal maneira a poder utilizar vantagens que o grupo tem, seja no acesso ao mercado de dívidas, seja no acesso ao mercado de dívidas, seja especialmente a possibilidade de ingresso no mercado de capitais. Acho importante manter a perspectiva das marcas de eficiência do grupo, e, especialmente, de disciplina financeira, para que esse processo de crescimento seja feito segundo essa baliza, e oferecer o máximo de eficiência, respeitando os nossos limites de alavancagem para que a gente possa, de fato, agregar valor ao acionista. Acho que os resultados do 2T são uma evidência disso, seja no que diz respeito aos resultados das operações, seja dos movimentos de crescimento que a companhia compartilha com vocês hoje. É esse o compromisso da CPFL, é esse o compromisso dessa Diretoria. Espero estar aqui no próximo trimestre trazendo evidências desta continuidade. É isso. Então, uma boa tarde a todos, e muito obrigado.

Operadora:

A teleconferência da CPFL Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa tarde.