

**Local Conference Call**  
**CPFL ENERGIA**  
**Resultados do Quarto Trimestre de 2012**  
**14 de março de 2013**

**Operadora:** Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência dos Resultados do 4º Trimestre de 2012 da CPFL ENERGIA.

Conosco hoje estão presentes os executivos Wilson Ferreira Júnior, Presidente da CPFL Energia, bem como outros executivos da companhia.

Esta teleconferência está sendo transmitida simultaneamente pela Internet no site de Relações com Investidores da CPFL ENERGIA, no endereço: [www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri), onde poderá ser encontrada a respectiva apresentação para “download”. Informamos que todos os participantes estarão apenas ouvindo a teleconferência durante a apresentação da empresa e em seguida iniciaremos a sessão de perguntas e respostas, quando maiores instruções serão fornecidas. Caso algum dos senhores necessite de alguma assistência durante a conferência, queiram, por favor, solicitar a ajuda de um operador digitando asterisco zero. Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência relativas às perspectivas de negócios da CPFL ENERGIA, 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 ENERGIA 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. Por favor, Sr. Wilson, pode prosseguir.

**Sr. Wilson Ferreira Jr.:** Bom dia a todas e a todos, investidores, analistas da CPFL Energia. Nós temos aqui uma apresentação sobre os resultados do quarto trimestre e naturalmente do fechamento do ano de 2012, e eu achei importante nesta apresentação fazer referência, e começando aqui já para página 3 eu sinto

que a gente deveria antes de iniciar os resultados dar uma passada sobre o ambiente do setor, até para dirimir dúvidas.

Eu sinto às vezes investidores e analistas com alguma dúvida em relação aos últimos movimentos nesse setor e a CPFL se sente, como o maior agente desse setor, na obrigação de fazer os necessários esclarecimentos para que a gente tenha condições, naturalmente, de fazer previsões mais robustas, ter uma visão estratégica do momento das perspectivas. E essa é a razão pela qual nós iniciamos por essa página 3 até de uma forma muito transparente e colocando aqui algumas das notícias que vêm, de alguma maneira, sendo apresentadas com relação a esse momento ou ao momento recente do setor.

É óbvio, é conhecido de vocês a queda das ações de forma generalizada de empresas que foram afetadas pela MP 579 e empresas, como a nossa, que não foram, mas o comportamento frente à bolsa é o mesmo mas semelhante. O conjunto de conjecturas apresentadas: geração menos atraente pós-MP - e isso referenciado muito, quase que exclusivamente àquelas empresas que tinham concessões já vencidas, já praticamente amortizadas e depreciadas.

Algum... naturalmente tal como o câmbio, quando se fala que o câmbio flutua o PLD também ele se movimenta, isso é próprio. Ele tem que repercutir o momento dos reservatórios, enfim, do consumo. Então essa notícia dos valores do PLD de alguma forma às vezes assustando os investidores, os analistas.

O chamado risco de racionamento, isso foi colocado mais recentemente. O uso de térmicas, evidentemente sua forma de despacho e de pagamento, além dos impactos de despesas que esse despacho naturalmente provoca.

De uma maneira muito sintética eu acho que era importante dar uma passada sobre esses três temas que reúnem de alguma maneira essas preocupações, ou seja: o tema da renovação das concessões, dos seus impactos para as empresas e para essa em particular desvendando os eventuais prejuízos com essa MP (e nós entendemos que é nenhum); o chamado risco de racionamento que também tem sido colocado de forma às vezes não tão clara; e a própria dúvida com relação à liquidez e o capital de giro das distribuidoras, que certamente num momento de maior despacho tem impactos, e que foi naturalmente objeto de ações não só da companhia diretamente mas das associações e em particular da Abradee.

Passando aqui à página 4 nós vamos colocar especificamente no caso da CPFL os resultados da aplicação da MP e da sua lei de conversão. No dia 24 de janeiro passado nós tivemos a aplicação integral da MP e vocês têm conhecimento, ou seja, a adesão de 100% das empresas que detinham concessões de transmissão

na sua renovação; o tema das geradoras, dos 11.000 MW médios objeto de renovação nós tivemos praticamente 9, ou seja, 2.000 MW médios não aderiram à oferta ou à proposta de contestação pública de preço apresentada pelo governo.

E no caso específico das distribuidoras nenhum impacto em parcela B - aliás como era previsto - e a pura e simples aplicação das propostas de redução que envolveram a redução de tarifas de geração do montante que se dispôs a renovar; uma queda da ordem de R\$ 95 para algo em torno de R\$ 32 trazendo modicidade para as tarifas; a adesão de 100% do sistema de transmissão, ou seja, a partir dele uma redução nos custos de transmissão de todas as empresas brasileiras na casa de 60%.

E no caso específico das distribuidoras também a redução importante de encargos que se compartilharam ao longo de toda a cadeia de consumo de segmentos industrial, residencial, etc., determinando na tarifa média das distribuidoras essas reduções que estão apresentadas nesse primeiro quadro, ou seja: uma redução de 18% na tarifa da Paulista, de 18,4% na Piratininga, de 22% na RGE, de 19,7% para a Santa Cruz, 23% para a Leste Paulista, 18% para a Sul Paulista, Jaguari e algo próximo a 21% na Mococa.

E com isso a MP eliminou, terminou todos os seus efeitos à redução de tarifa para o consumidor, e o que isso impacta agora o setor e o país? Aqui uma visão embaixo das perspectivas que esta redução de tarifa tem em bases permanentes, em bases reais para o futuro segundo a consultoria que nos presta serviços em cenário macroeconômico.

Então o que a gente pode ver de uma forma muito clara... há uma perspectiva real de aumento de competitividade - e eu vou detalhar um pouco mais à frente - para a indústria e isso repercute positivamente no que diz respeito à competitividade e, portanto da pauta de exportações. Imagina-se então que fruto dessa redução de tarifas as indústrias brasileiras sejam mais competitivas e consigam, não só por esta medida, mas por outras também que eu vou detalhar à frente, ser mais competitivas no mercado internacional aumentando então a perspectiva de exportações ao mesmo tempo em que as importações pela mesma razão ficam diminuídas. Então há uma menor necessidade, uma menor demanda por importações.

E pode ser visto também nos bloquinhos de 0,2 e 0,1 por exemplo em 2013 o aumento da produção industrial. Então há um impacto dessa redução tarifária e produção industrial e, portanto também na massa de renda dado que todos os brasileiros e empresas vão ter agora uma despesa com energia elétrica - que em alguns casos é relevante - menor.

Então bottom line da 579: redução de tarifas para todos os consumidores em valores médios na casa de 20% e nenhum impacto às empresas de distribuição ou à parcela B das empresas de distribuição; redução, naturalmente, dos dispêndios com geração e com transmissão e maior competitividade da indústria brasileira.

Muito bem. Essa medida provisória - passando agora para página 5 - ela traz, por decorrência de quem aderiu e de quem não aderiu, algumas oportunidades, e a principal delas eu falava: mais de 2.000 MW médios não aderiram a essa proposta ou a este preço de contestação pública apresentado.

Essas concessões serão objeto, naturalmente, de relicitação ao final então desse prazo, que é em 2015. Então haverá oportunidade de operadores, tal como nós, que são muito eficientes nas suas operações, poderem disputar a possibilidade de prestar serviços de operação e manutenção nessas concessões. Lembrando, e é conhecido de vocês: nós somos um grande operador de usinas hidrelétricas - e somos inclusive nas usinas onde nós temos participação no controle o operador dessas usinas - e em todos os casos onde prestamos esse serviço com valores menores do que aqueles que foram apresentados como proposta para os atuais concessionários, alguns que aceitaram e parte deles que não aceitaram.

Eu acho que esse é um ponto importante então: haverá - e não havia até então - oportunidades de operação e de manutenção de usinas que terão seu vencimento de concessões daqui a dois anos.

Por outro lado, é também importante destacar que todas essas medidas acabaram trazendo especialmente no que diz respeito à perspectiva de prazo dos contratos de compra e venda de energia elétrica - e isso já ocorria com os grandes consumidores do grupo A, ou seja, eles já eram impedidos de voltar à concessionária em prazos inferiores a 5 anos - e isso não acontecia com os chamados consumidores especiais, que foram aqueles que nos últimos anos, e em particular nos últimos dois anos, tiveram uma migração acentuada para o mercado livre, embora naquela ocasião com uma liberdade de poder voltar à concessionária em prazo de seis meses.

Pois bem, esses consumidores que são o futuro do mercado livre agora terão regras semelhantes (os chamados consumidores A4 ou especiais), terão regras semelhantes aos consumidores A2, ou seja, eles também terão que estabelecer contratos de longo prazo e não poderão, no momento em que tomarem a sua decisão de ida para o mercado livre, não poderão voltar em prazos inferiores a 5 anos.

Isso obviamente vai trazer para as empresas de comercialização um desafio de uma venda mais técnica, de uma oferta de energia de mais longo prazo em

condições competitivas. Certamente isso vai trazer uma vantagem para as comercializadoras do nosso grupo, porque primeiro elas já são grandes: a CPFL Comercialização Brasil é a maior operadora desse setor nesse momento e ela tem, como é conhecido de vocês, lastros de longo prazo até porque ela foi fornecedora de alguns PPAs para a própria CPFL Renováveis.

Nós entendemos também que pequenas operações de comercialização serão consolidadas. Houve um boom nos últimos anos, um crescimento bastante expressivo no número de operações de comercialização, e nós entendemos que com essas medidas esse mercado se profissionalizou. Esse mercado demanda operadores com credibilidade, com capacidade financeira e com capacidade técnica de formatar opções de serviço, de atendimento a consumidores - os atuais e os potenciais - livres em condições muito mais sofisticadas do que até então, o que vai trazer vantagens principalmente para grandes empresas, para empresas como a CPFL Brasil.

Muito bem. Com isso então eu encerro essas primeiras colocações com o que diz respeito à 579, destacando que no caso de CPFL Energia, para além da adesão à renovação de 2 PCHs de montante próximo a 20 MW (irrisório em relação ao nosso conjunto de operações de algo próximo a 3.000 MW), não há nenhum impacto de redução ou de parcela B ou de receita das nossas geradoras e comercializadoras.

Muito bem. Na página 6 nós temos aqui agora o segundo tema que é certamente objeto de preocupações do mercado e que diz respeito exatamente às condições energéticas do sistema. Nós procuramos colocar aqui nesses três quadros talvez os quadros mais importantes para o esclarecimento das condições energéticas do sistema nesse momento.

Então como pode ser visto no quadro acima do lado esquerdo nós temos aqui uma apresentação do nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (do SIN) e esse seria o reservatório equivalente das regiões Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e como a gente pode observar nós de fato terminamos o ano com cerca de 30, um reservatório equivalente um pouco superior a 30% certamente naquele momento indicando um atraso no início das chuvas, e havia talvez naquele momento essa repercussão ou essa dúvida de que estaríamos nós em condições diferentes ou mais perigosas com relação ao suprimento.

Eu tive a oportunidade de me colocar junto à imprensa desde essa época colocando que de fato a estação de chuva principal do setor que pega principalmente a região Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste apresentava naquele momento um atraso, mas que como todo janeiro, fevereiro, março nós estamos na

época de chuvas e havia a perspectiva real de enchimento desses reservatórios por todas as informações que nós detemos, seja dos nossos próprios reservatórios seja dos institutos de climatologia que nos apoiam, que nos auxiliam nas nossas operações.

Muito bem. A gente pode observar aqui que a curva de baixo é a curva da época do racionamento. De fato naquela época tivemos um ano absolutamente atípico, e isso pode ser visto porque o perfil da curva é praticamente flat enquanto nós representamos algumas outras curvas em cima para mostrar que há nesse período de janeiro, fevereiro e março uma inclinação positiva no sentido de encher esses reservatórios.

E é a mesma inclinação de curva que a gente vem verificando desde dezembro, ou seja, nós terminamos janeiro já com um enchimento superior a 7% então chegando a 37,8; terminamos fevereiro com 46%, então já cruzando de forma acentuada naquela curva atípica do ano de 2001; e nós estamos com uma expectativa é... já estamos aqui no dia 12, anteontem, com praticamente 48% desse reservatório e com a perspectiva de fechar o mês de março com algo próximo ou superior a 52%, 53% segundo as perspectivas já apresentadas e que vem se verificando na medida em que começamos o mês com 46 e já estamos com 48 em duas semanas.

Isso faz com que do lado direito - e aí nós procuramos pegar uma companhia, um consultor que é certamente o mais relevante do nosso setor que é a PSR - que em janeiro, dada aquela situação apresentava... eles publicam um índice de risco de decretação de racionamento naquela época bastante alto, em 9%. A visão de fevereiro já caiu à metade e a visão de março, já logo no começo de março, já era de um risco de racionamento de 0%.

E porque essas coisas acontecem dessa maneira? A resposta está embaixo, ou seja: em 2001 para fazer frente àquela curva que era praticamente flat, nós tínhamos de usinas termelétricas algo na casa de 3.600 MW, lembrando que àquela ocasião nós tínhamos o sistema brasileiro próximo a 90.000 MW de carga e nós tínhamos praticamente 4% da oferta de potência na forma de usinas termelétricas, e lembrando que naquela época usinas termelétricas eram bastante antigas e pouco eficientes.

Essa situação mudou tremendamente: nós praticamente quadruplicamos aquela capacidade e entramos no ano passado com praticamente mais de 13.000 MW. Só neste ano nós vamos botar alguma coisa próxima a 3.000 MW e fecharemos então o ano com cerca de 15.700 MW de usinas termelétricas, todas elas com equipamentos mais novos, em grande medida com combustíveis mais saudáveis

como gás, o próprio óleo combustível, etc., e isso evidentemente dá uma segurança muito maior para o setor para, além da gente tem um problema de armazenamento de reservatórios por chuva - o que como demonstrado pelo gráfico de cima não é o caso -, nós temos uma capacidade termelétrica muito maior que nos permite, no sistema hidrotérmico, despachá-las para que a gente tenha o máximo de segurança energética.

Então, a decisão de despacho nas condições em que foram feitas são absolutamente racionais, corretas na nossa avaliação, e trabalham na direção de que a gente tenha um setor com segurança energética o mais robusta possível, que é obrigação do planejamento da operação desse tipo de sistema. Então era importante fazer esse disclaimer também no que diz respeito a essas condições energéticas.

E para além disso nós ainda temos... teremos agora no mês de maio - eu já estou na página 7 - um conjunto de medidas que estão sendo objeto de discussão neste momento: a primeira delas já deliberada, o leilão A-0 (a primeira vez que a gente faz isso), exatamente para tentar trazer parte do suprimento que não aderiu à renovação das concessões uma opção de um contrato de dois anos para 2.000 MW médios.

Para além disso a adoção, já em caráter experimental nesse ano, das chamadas bandeiras tarifárias. Isso vai permitir então um número maior de consumidores (em particular os consumidores de baixa tensão) a poderem determinar o seu horário de consumo ou o seu consumo em horários que tenham uma aplicação de tarifas mais baratas e obviamente ou consumir energia em horários onde o sistema tem a sua geração mais cara, mas nesse momento pagando... fazendo frente ao custo real daquele consumo no horário em que ele for determinado.

Então as chamadas bandeiras tarifárias que serão aplicadas a partir de 2014 e que já no ano de 2013 terão aqui, em grande parte das concessionárias já há essa exposição nas contas de luz e a preparação dos seus sistemas para que a gente tenha então o custo da geração o mais real possível aplicado a todos os consumidores.

Então eu acho que para além disso as discussões que estão havendo neste momento sobre os leilões regionais de energia ou os leilões por fonte de tal maneira também a maximizar a capacidade de produção e a racionalizar os custos de transmissão de tal maneira que a gente possa ter fontes mais próximas da carga minimizando o impacto de linhas de transmissão. É para isso que os leilões regionais vão se voltar.

E por fim de fato nós fizemos, temos tido discussões naturalmente, acho que nesse momento é importante aqui no que diz respeito ao tema das termelétricas, ao tema das hidrelétricas com usinas a fio d'água (ou seja, sem reservatório), o que vai determinar processos de contratação térmica pelo critério não só de disponibilidade como hoje é, mas principalmente de quantidade para que a gente tenha usinas termelétricas na base do sistema e funcionando a maior parte do tempo ao longo do ano diferentemente das termelétricas que nós temos, que são em sua grande maioria usinas de disponibilidade e que são acionadas somente no momento que a gente tem uma hidrologia menos favorável.

Muito bem. Passo agora à página 8 onde nós... em consequência disso acho que é importante destacar como é que esse despacho ocorre e de que maneira ele onera as concessionárias. Então no primeiro quadro de cima nós temos aqui os chamados CCEARs por disponibilidade, que é exatamente o contrato de compra de energia nos contratos de termelétrica por disponibilidade.

Como é que isso ocorre? Na verdade a Aneel, no aniversário anual de cada concessionária de distribuição, ela incorpora no seu custo da tarifa o custo fixo, ou o custo de disponibilidade dessas usinas, e ela estabelece também uma expectativa de qual é o preço de liquidar essa diferença ou o preço do mercado spot que deve ocorrer ao longo do ano com base nas suas previsões, enfim, dos sistemas que ela tem disponível no seu sistema naquele momento.

E aí como é que funciona esse despacho? À referência então daquele PLD, teoricamente se nós tivermos ao longo do ano o PLD estabelecido pela Aneel, duas coisas podem ocorrer: o PLD estar mais baixo - e isso ocorre no segundo bloco dessa apresentação - e quando ele está mais baixo, dado que nós estamos cobrando do consumidor um PLD mais baixo, aquele volume que não foi despachado ele começa a criar um passivo da distribuidora para com o consumidor, ou seja, ela tem na sua tarifa um recurso que foi tomado a maior do consumidor dado que não houve o despacho de todo o volume de energia lá colocado por mérito porque o PLD está mais baixo. Então nesse caso na CVA nós temos lá um passivo, uma conta que abate, então o consumidor pagou a mais.

Por outro lado pode acontecer - e foi o que aconteceu em particular no segundo semestre do ano passado - do PLD estar mais alto, esse preço spot estar mais alto do que o fixado ou do que o preestabelecido pela agência na maior parte das concessionárias de distribuição, claramente revelando a atipicidade das chuvas e dos reservatórios do ano passado.

Então o que acontece - tal como câmbio que a gente fala que flutua - quando você tem uma hidrologia menos favorável, o preço spot tende a ser mais alto e nesse

caso ele vai determinar um despacho maior em volume de energia dessas térmicas. Essas térmicas são despachadas pelo chamado custo variável da unidade (o CVU, o custo de geração dessa usina) e ela vai estar então possivelmente sendo despachada por ordem de mérito num preço mais alto do que aquele que foi estabelecido pela Aneel nos reajustes anuais das concessionárias.

Neste caso esse valor pago adicionalmente pela concessionária corresponde a um ativo que vai ser juntado na conta de variações de parcela A (na CVA) para que no próximo reajuste tarifário ele seja cobrado do consumidor. Então neste caso a concessionária fez uma antecipação em nome do consumidor e a partir do seu reajuste tarifário ela recebe esse recurso novamente no próximo ano. Então essa explicação é importante porque existem vários contratos de disponibilidade conforme eu havia colocado e os 13.700 são nessa característica.

Agora há, para além disso - e aí nós estamos falando do segundo custo, os chamados encargos de serviço de sistema, alguns se referem a esse encargo ainda com o sufixo SE de segurança energética - é que para além do despacho da chamada ordem de mérito. Então, o PLD é o referencial para o despacho por ordem de mérito de todas as usinas até aquela referência de preço, mas o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) pode determinar despachos fora da ordem de mérito, e aqui com o seguinte argumento: da insegurança energética.

Então esse despacho é feito... por exemplo o PLD na semana passada estava ao redor de R\$ 370 e a rigor deveriam ter sido despachadas por ordem de mérito todas as usinas termelétricas até o limite de R\$ 370. Ora, mas nós estamos com um despacho para além disso, para usinas cujo CVU é superior aos 370. Esse despacho é feito então exclusivamente por segurança energética e determina um custo adicional.

Muito bem. Eu trouxe aqui na parte de baixo o que essas coisas significaram no mês de janeiro no caso das concessionárias do Grupo CPFL Energia. Começando por baixo, 164 milhões foi exatamente o custo verificado nas oito distribuidoras com relação aos CCEARs por disponibilidade. Os 38 milhões (o segundo bloquinho verde aqui) corresponde a tudo que foi despachado para cima da ordem de mérito, portanto acima do preço do PLD e que corresponde então a um despacho cujo argumento exclusivo é a segurança energética.

E aí apareceram no mês de janeiro duas componentes que não constavam das concessionárias de distribuição até então e quais são elas - essa amarela e essa vermelha? A amarela corresponde exatamente... recordam-se, eu falei no início que 2.000 MW médios não aderiram à proposta de renovação das concessões.

Esses montantes eram previstos de serem cotas das distribuidoras e como não houve adesão, as distribuidoras ficaram subcontratadas, ficaram o que a gente chama de exposição (exposição ao preço de mercado, ao PLD) e naturalmente essa exposição é involuntária.

A concessionária teria contratado 100% das cotas desde que os geradores tivessem ofertado 100% das cotas, e como alguns não aderiram houve aqui um número de cotas ou um volume de cotas inferior àquele que era programado e isso gerou esses custos de 27 milhões. Ou seja, o volume subcontratado abaixo, então, das vendas da concessionária e valorado ao preço do PLD correspondeu a um custo, a uma exposição involuntária de 27 milhões.

Vocês sabem que para além das cotas - e isso aqui é importante - nesta oferta feita para os operadores de geração, eles eliminaram completamente o risco hidrológico. Então se a usina não gerou aquilo que precisava gerar, o que era previsto gerar, esse risco é repassado aos consumidores, é o chamado risco hidrológico.

Havia aí uma quantidade de cotas para, sei lá, para 100 unidades de energia e só foram produzidas 97 unidades de energia e esses três correspondem ao risco hidrológico e os operadores que se dispuseram a operar aquelas usinas por R\$ 32 eles não têm mais esse risco com eles, então esse risco é repassado aos consumidores, que é esse que corresponde a esses 36.

E aí o que é importante colocar para vocês dessas quatro alíquotas que estão aqui mencionadas é exatamente o resultado das interações havidas pela maioria dos grupos junto aos representantes do governo e nós em particular e as nossas associações.

O que é importante destacar nesse momento? Seja esta exposição involuntária que pela primeira vez ocorreu, mas que vai ocorrer ao longo do tempo porque não houve todas as cotas preenchidas; seja o risco hidrológico que também não era uma componente das distribuidoras e que passou a ser a partir do momento que a gente converteu aquele volume de energia em cotas; seja também o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito.

Esses três integralmente, fruto do chamado decreto 7945 que saiu na sexta-feira passada - e que não houvesse o decreto seriam repassados às distribuidoras - esses serão integralmente absorvidos pela CDE. Esse é o ponto nesse momento. Então praticamente 100 milhões desse montante, já dos 260, já estão assumidos integralmente pela CDE.

Do outro lado os CCEARs. Para os CCEARs também é previsto que uma parte deles possa ser assumida pela CDE... aí a critério... nos reajustes anuais de tal maneira que você tenha uma mitigação, uma redução do montante a ser repassado ao consumidor e isso a critério, no momento de cada uma das concessionárias, porque essa exposição aos CCEARs ela não é homogênea entre as concessionárias; algumas têm mais, algumas têm menos. Então a Aneel fará, no momento dos seus reajustes anuais (dos reajustes anuais das concessionárias), ela fará uma consideração e poderá aportar parte dos recursos diretamente para mitigar esse repasse aos consumidores.

E um ponto muito importante, acho que aqui está do lado direito, que também foram incorporados por esse decreto: o primeiro é para que de fato a gente tenha... houve uma alteração do chamado limite de repasse de sobrecontratação. Nós tínhamos 3%, os chamados de 100 a 103%, e agora vamos ter 5%. Isso é um indutor de sobre capacidade para o setor e isso robustece ainda mais as condições energéticas brasileiras, é uma conquista importante.

Do outro lado o tema da precificação dos CCEARs, que se a gente tinha algum tipo de arbitrariedade na fixação em cada concessionária essa metodologia de precificação do PLD será também robustecida. Há um critério de transição, mas eu acho que mais do que o critério de transição é importante dizer que pretende-se ter o CCEAR ou o PLD que vai ser incorporado a cada concessionária o mais real possível. Então essa metodologia, essa sofisticação nos sistemas de precificação de PLD vão ser incorporadas de tal maneira que também este valor será menor ao longo do tempo.

Muito bem. Fechando isso então eu estou na página 18 e eu só queria colocar aqui como decorrência disso só para mostrar a vocês em duas páginas o fechamento, a nossa visão positiva com relação aos ativos que operamos e o seu desempenho ao longo dos anos.

Então eu começo aqui em distribuição, que é o nosso principal segmento de negócios. Os volumes de energia vêm crescendo nos últimos cinco anos à razão de quase 4% ao ano, mas os resultados dos nossos lucros operacionais medidos pelo Ebitda vêm crescendo à razão de 8,8% e isso aqui evidentemente também reflete nesse nível maior de eficiência das nossas operações com medidas que a gente vem compartilhando com o mercado há algum tempo fechando então o ano de 2012 com um Ebitda recorrente em IFRS de 2,678 bilhões.

Observem embaixo que a nossa estratégia também em geração vem se configurando. Nessa a gente vem crescendo em um nível mais rápido, um CAGR do Ebitda na casa de 27% ao ano fechando o ano passado com 1,671 de Ebitda e

aqui já com uma participação importante da estratégia mais recente da companhia de investimento em energia renovável já representando praticamente um terço de todo o resultado da geração ou 50% de crescimento na nossa geração fruto dessa estratégia de investimento na área de renováveis. A capacidade instalada vem crescendo como pode ser visto no gráfico do lado direito à razão de 15% ao ano.

Muito bem. Na página 19 a gente tem o mesmo breakdown aqui para a atividade de comercialização e serviços. Como falei no início, a comercialização da CPFL atingiu um patamar, é a maior operação do setor, um Ebitda que vem sendo em torno de R\$ 250 a R\$ 300 milhões anuais.

O que é mais novo nesse momento é o foco da atuação da CPFL Brasil e um foco da CPFL Serviços com a separação das suas administrações. Nós fizemos isso no ano passado já com uma estratégia de foco na comercialização como unidade única e na prestação de serviços também com um conjunto de atividades que vem sendo prestadas e que tem nos garantido a manutenção dos resultados ao redor desses 300 milhões.

Mas eu acho importante que estamos plantando sementes na comercialização - vejam do lado direito o crescimento do número de clientes - e isso já reflete a estratégia de escritórios regionais que montamos no nordeste, no sul do país, duas operações no sudeste.

Então temos crescido a nossa plataforma e entendemos que esse é um negócio que a companhia, seja por essas sementes plantadas junto aos consumidores seja em particular por uma consolidação que acreditamos venha a acontecer nesse segmento - e a necessidade de lastro em particular de energia especial - vai nos trazer vantagens.

Como decorrência de tudo isso o gráfico de baixo é o que sintetiza aqui o crescimento da companhia. Nós vínhamos crescendo aqui o nosso Ebitda na base consolidada à razão de 7,4% ao ano e terminamos o ano como o maior agente de distribuição com market share de 13%, terminamos como o maior agente de comercialização com market share um pouco superior a 10% e terminamos o ano como o segundo maior gerador privado de energia com 2,3% de participação no mercado.

Muito bem. E aí eu passo para a página 20 tentando passar agora muito rapidamente os destaques do quarto trimestre. Eu vou cobri-los rapidamente também, mas é importante destacar: crescimento de vendas na área de concessão; entrada em operação de duas usinas (uma solar e uma PCH); investimentos feitos na casa de... superiores a R\$ 500 milhões no quarto tri; 2,5 bilhões em 2012 - e isso é crescimento; pagamento de dividendos próximos a 1,1

bilhão no ano de 2012; a aquisição, em conjunto com a Equatorial, dos ativos do grupo Rede, que serão agora objeto do processo de recuperação judicial e imaginamos concluir essa aquisição ao final desse primeiro semestre; as revisões tarifárias e extraordinárias que eu já falei, sem impacto nenhum na remuneração das distribuidoras do grupo; o aumento da liquidez das ações de 30% no ano passado; e alguns prêmios principalmente no tema da sustentabilidade, da inovação e em particular a manutenção da companhia no ISE e o ingresso pela primeira vez no Dow Jones Sustainability Index no Emerging Markets.

Muito bem. Vamos passar rapidamente pelas páginas 21 e 22 falando das vendas de energia. Então as vendas no quarto trimestre já dão um sinal do que pode ser esse ano de 2013. Vendas vibrantes no que diz respeito ao mercado cativo pouco superior a 3%. Peço a atenção na TUSD porque é um movimento dos grandes consumidores, das grandes indústrias com um crescimento de 12,2% de tal maneira que na área de concessão das concessionárias crescemos 5,6%.

E isso pode ser visto no gráfico do lado direito também. Crescemos bastante no sudeste, praticamente o dobro da região e crescemos menos no sul, mas aqui é o impacto principalmente das indústrias do sul fruto dos temas ligados à Argentina, etc., que nós entendemos que vão melhorar nos próximos tempos. Mas nós já tivemos um crescimento então maior do que o Brasil - aliás bastante maior - em particular pela presença da região sudeste.

Vendas totais de energia crescendo a 12,1%. Já falamos das distribuidoras: 30% de comercialização de energia, o mercado livre comercialização convencional para fora do grupo e 117% nas operações de CPFL Renováveis.

Destaque aqui embaixo para os segmentos, 10%. Eu tenho bastante tempo nesse setor e poucas vezes vi crescimentos tão robustos na área residencial e comercial, todos superiores a 10%, e a recuperação da indústria conforme havíamos falado de 1,6%.

Na página 22 a gente tem exatamente a mesma abordagem e exclusivamente para o ano de 2012. Então as vendas totais crescendo a 3,8, o destaque de 9% para a TUSD; as vendas diretas para consumidores de 8,1; 14% a mais para comercialização e serviços; praticamente 5x mais no tema das renováveis e aí o que aconteceu no ano, o segmento comercial e residencial próximos a 7%; a indústria que se recuperou somente no terceiro tri cresceu no ano 0,7 e os outros segmentos com 5,8 e nós continuamos mantendo a performance de crescimento superior ao Brasil nas nossas operações.

Vou colocar agora três gráficos somente para dar um pouco dessa perspectiva: o gráfico da página 23 fala do residencial. Aqui o dado importante é o movimento

migratório no estado de São Paulo. Então vocês veem que as pessoas estão saindo da região metropolitana onde o crescimento já é muito pequeno (0,98) e a migração é negativa, ou seja, as pessoas saem de lá. Para onde elas vão? Elas têm ido para o interior do estado de São Paulo, e nós estamos abordando aqui basicamente duas regiões que nós atendemos: a região da Baixada Santista e a região de Campinas. E vocês veem que os crescimentos populacionais são mais vibrantes (o dobro da região metropolitana) e os movimentos migratórios são bastante maiores: de 3% na Baixada Santista, e isso aumenta muito agora com o tema do pré-sal, e na região metropolitana de Campinas, a segunda maior metrópole de São Paulo, crescendo a 9%.

E vejam, do lado direito... a gente vê que isso tem um alinhamento perfeito, um fator de correlação muito alto: massa de renda crescendo, consumo residencial praticamente uniforme e nós estamos... colocamos o tema do crédito imobiliário, que é talvez um desafio brasileiro, o tema de expandir imóveis para a população, e o crédito que já é grande mas vejam só: em proporção do PIB ele é 4,8% e países como a China estão 3x maiores do que isso, 15%; União Europeia e os Estados Unidos na casa de 50%, 70%. Então há muito que fazer aqui, há muito que crescer nesse segmento.

O segundo report, na página 24, volume de vendas e parte comercial. Pegamos aqui abordagens desde 2007 e nós vemos que o volume de vendas do comércio cresceu 60% nesse período (é mais de 10% ao ano) e os indicadores de atividade do comércio cresceram 75% no mesmo período (é mais de 15% ao ano).

Vejam na parte de baixo inaugurações de shopping. Praticamente 16% dos shoppings do Brasil estão exatamente na área de concessão em que a CPFL opera (os estados de São Paulo e Rio Grande do Sul), e de novo o alinhamento perfeito entre consumo, comércio varejista e consumo comercial.

Finalmente vamos para a página 25 onde a gente tem produção industrial. Mesma coisa: a produção industrial de lado no ano passado (isso fica claro pelo gráfico de cima). Perda de competitividade é o nome da doença que a gente teve nesse segmento: elevação de custos; problemas de infraestrutura; câmbio valorizado. Eu não vou me deter aqui, já falamos nas últimas reuniões.

Um conjunto de medidas de estímulo apresentadas pelo governo: coisa de energia elétrica, o tema do câmbio, o tema da desoneração - e eu abordo ele do lado direito - mas eu acho que dois sintomas importantes: primeiro consultas e desembolsos mensais do BNDES praticamente 50% a mais verificados do segundo trimestre para o terceiro trimestre e mais 50% do terceiro trimestre para o quarto trimestre com desembolso correspondentes.

E vejam do lado direito apenas aquilo que eu havia colocado no início, o porquê a gente acredita na maior competitividade da indústria: então uma comparação dos dados de 2012 (os dados fechados de 2012) e dos dados, da previsão dos dados de 2013 para um conjunto de elementos que podem determinar aqui o índice de custo total da nossa indústria.

Vejam a redução no custo unitário de trabalho, medidas de desoneração de folha; vejam os custos de energia elétrica (queda de praticamente 20%) e isso reflete exatamente essa redução ocorrida em janeiro; estabilidade nos insumos domésticos comercializados, um pequeno crescimento nos não comercializáveis; os insumos importados com um crescimento, mas vejo que o índice de custo total em reais praticamente se mantém e o índice do custo total em dólares considerando a taxa de câmbio se reduz em 18%. Daí a gente acreditar na maior competitividade da nossa indústria no mercado internacional e, portanto no destaque das exportações.

Vamos agora à página 26 para o tema dos resultados nossos do quarto tri. Como sempre nós colocamos aqui o valor reportado em cima em IFRS - e eu faço referência aqui, o IFRS em particular para esse maior despacho que tivemos no último trimestre - ele naturalmente incorpora despesas e não reconhece ativos e passivos regulatórios, e nós entendemos que esses volumes de ativos e passivos regulatórios fruto do próprio decreto vão diminuir significativamente daqui para frente, mas enquanto eles não diminuem nós tivemos o quarto tri nesse contexto.

Crescemos a nossa receita, e isso reflete exatamente o início de operações, reajustes tarifários, etc.. Crescemos 27% na receita, caímos em 16% o Ebitda, caímos em 42% o lucro líquido - e isso é IFRS. Quando a gente incorpora a visão dos ativos e passivos regulatórios e um conjunto de não recorrentes e em particular o próprio fundo de pensão, o resultado que seria recorrente e gerencial da companhia é um crescimento de 35% no Ebitda e de 15% no lucro líquido.

Quais são as coisas que machucaram o resultado da companhia nesse último trimestre? Bem, o principal deles - e nós estamos falando aqui de 310 milhões como pode ser olhado aqui no Ebitda do quarto tri desse ano (era 30 no ano passado e foi 310 neste ano), e isso leva para a última linha mais de R\$ 200 milhões... ou menos R\$ 200 milhões na verdade referentes a esses ativos e passivos regulatórios que são resultados que vão se verificar ao longo dos próximos doze meses na medida em que esses encargos sejam incorporados.

Há aí um conjunto de ativos e passivos relatórios e a eles também a atualização financeira do ativo financeiro das distribuidoras. Isso corresponde a exatamente a aplicação, a nova aplicação do chamado IFRIC 12 que foi aplicado para todas as

concessionárias. Isso tem um resultado teoricamente positivo para a concessionária embora um resultado contábil, não há geração de caixa para fazer frente a esse resultado. E aqui eu até aproveito para destacar que em não sendo um resultado econômico-financeiro nós obviamente, até por prudência, por procedimento, não distribuimos isso na forma de dividendos, montamos uma reserva.

Mas isso é só para fazer algum reparo. Eu vi alguns relatórios hoje onde alguns analistas reportaram como uma diminuição do payout e nós mantivemos exatamente a mesma distribuição, ou seja, de 95% do resultado distribuível e não de um resultado contábil. Então esse reporte é importante.

E aí nós temos aqui, e também fruto do maior conservadorismo da companhia em relação a um conjunto de processos nós fizemos reforços de contingências judiciais, fizemos reforço no nosso PDD. É bem verdade que no final do ano passado nós tivemos um aumento da inadimplência e em particular no tema relativo a prefeituras, final de mandatos de prefeitos, etc., então fizemos esse reforço nessas provisões.

Continuamos atuando no sentido de aumentar a nossa eficiência, então também para efeito de comparação recorrente tiramos os custos com desligamento de pessoal das nossas concessionárias e aí vocês observam que sob a ótica do Ebitda esse conjunto de itens, ativos e passivos relatórios e itens não recorrentes impactou o resultado na base do Ebitda em algo na casa de R\$ 493 milhões e no lucro líquido em 232 neste trimestre.

Explicações aqui na página 27 desses resultados do quarto tri. De uma forma sintética também vocês veem os dois comportamentos: o comportamento gerencial recorrente e o comportamento IFRS reportado. Eu vou me deter aqui ao IFRS reportado, ou seja, essa queda de 16%. Nós tivemos 27% de aumento na receita (basicamente crescimento de vendas físicas 3%; crescimento de tarifa média fruto dos reajustes 6%; aumento de receita de TUSD; e as participações decorrentes do crescimento da CPFL Renováveis, da geração convencional e da comercialização de energia e serviços). Isso tudo determinou então um crescimento da receita de 27%.

Do outro lado nós tivemos um crescimento muito maior percentualmente do custo de energia, e aqui o destaque é não só o custo da energia comprada para revenda, mas especialmente exatamente aquilo que falávamos no início: o despacho com térmica. Veja, dos 470 milhões 250 são com despacho com térmicas (é o tal do CCEAR), e do outro lado o aumento em encargos (40% o aumento em encargos) sendo que somente o custo com encargos de sistema (que

é a proxy do despacho por segurança energética) de 122 milhões. Então percebiam que mais da metade do nosso aumento do custo de energia refere-se exclusivamente ao despacho de termelétricas seja no CCEE seja nos Encargos do Serviço do Sistema.

E do outro lado o aumento de despesas de PMSO. Aqui um conjunto também grande de coisas, e eu vou mostrar mais à frente que o resultado recorrente ele é muito positivo, é uma redução no resultado recorrente das nossas operações, mas nesse momento tem que colocar: nós também temos uma termelétrica e só de óleo combustível na EPASA mais de R\$ 100 milhões. CPFL Renováveis aí é muito mais por consolidação, lembrando que em 2011 nós começamos a operação no segundo semestre e tivemos um conjunto maior de operações da CPFL Renováveis com a entrada em operação de ativos, etc.

Aumento com custos de pessoal aqui é o acordo coletivo, desligamentos, etc. e esse valor é negativo. Despesas legais e judiciais e essas outras contingências que eu já havia feito referência anteriormente (140 milhões) e a baixa de ativos das distribuidoras (28 milhões) e o ajuste de PDD final (22 milhões). Eu coloquei também a referência aqui seja do câmbio, que aumentou 10% de um ano para outro, seja do PLD que praticamente aumentou 8x de um ano para outro, de 42 para 306.

Olhando agora a abordagem do lucro líquido na página 28, queda de 42%, ou no resultado recorrente um crescimento de 15. Aqui, óbvio, o que determina essa variação negativa é a redução do Ebitda que foi, como eu falei, bastante afetado pelos critérios de IFRS pela não constituição de ativos regulatórios e então o Ebitda caiu 16% ou 160 milhões.

Houve uma redução no resultado financeiro líquido de 27%. Aqui vale um efeito não recorrente que é exatamente a atualização financeira do ativo das distribuidoras em 96 milhões, mais aqui a redução do encargo de dívida fruto do melhor cenário macroeconômico (57 milhões); redução de atualizações monetárias e cambiais (mais 26); redução na renda de aplicações financeiras, o caixa também remunerando menos dado que não tomamos risco (são 77 milhões); aí a consolidação da dívida de CPFL Renováveis (57 milhões) como os principais elementos dessa redução no resultado financeiro.

E aí do outro lado um aumento com depreciação e amortização e aqui naturalmente pela entrada em operação mais severa, mais importante, de ativos na área de renováveis. Aí na geografia do balanço o tema da alteração dos créditos PIS e Cofins, e do outro lado um crédito de imposto de renda e contribuição social pela diferença de resultados.

Na página 29 eu vou ser breve, é só para mostrar o resultado de 2012 - e aí na base muito mais para que os analistas e investidores possam olhar a base recorrente da companhia - em IFRS um leve crescimento de 1,2 no Ebitda, queda no lucro líquido de 22%.

No resultado recorrente, tirado ativos e passivos relativos, os créditos que nós temos para o ano que vem... para esse ano de 2013, perdão, até porque é na Paulista... a maior parte dos ativos regulatórios constituídos corresponde à Companhia Paulista de Força e Luz, à nossa distribuidora, a maior distribuidora do grupo, que tem reajuste tarifário agora no dia 8 de abril, quer dizer, daqui a um mês, menos de um mês uma boa parte dessa conta de ativos regulatórios, uma boa parte desse despacho de térmicas vão ser incorporados aqui à nossa tarifa.

Mas então é importante aqui destacar um crescimento importante do Ebitda da companhia de 22,7% na base anual, atingindo então em base recorrente 4,625 bilhões, e teria ocorrido a mesma coisa com o lucro crescendo a 1,676 bilhões.

O detalhamento disso é semelhante àquele que eu acabei de fazer, destaque apenas para os ativos e passivos regulatórios somando R\$ 670 milhões, o que impactaria o lucro líquido em 439 e aí feitos os abatimentos das providências que nós tivemos de robustecimento do nosso balanço nós ficamos ainda com um valor remanescente da ordem de R\$ 700 milhões.

E como eu havia colocado, acho importante fazer esse detalhamento porque nós estamos com vários movimentos aqui, mas um compromisso que temos com os senhores analistas e investidores principalmente de ser bastante rigoroso, e bastante eficiente, rigoroso com custos e bastante eficiente nas nossas operações.

Então aqui é apenas uma reconciliação dos resultados. O resultado seria do "pessoal, material, serviços e outros" ajustado que corresponde a uma queda nominal de 1,9% ou uma queda real de 7,2% quando nós incorporamos aqui os indexadores de inflação para pessoal, material, serviços e outros.

Aqui vocês vão ver na parte de pessoal apenas algumas conciliações para considerar os desligamentos que nós havíamos feito no ano retrasado, o crescimento das operações de CPFL Renováveis e de CPFL Serviços. Feita essa conciliação, nós temos um crescimento da nossa despesa de pessoal de 2,9 em termos nominais ou uma queda de 2,7 em termos reais, que é a tabela do lado esquerdo.

E na parte de material, serviços e outros fazemos a mesma consideração: o MSO reportado e o MSO ajustado nominal que cai 5,4 e o ajustado real que cai 10,6.

Isso então incorporou na base recorrente da companhia, indexada naturalmente por IGPM, numa redução de R\$ 108 milhões - e nós falávamos em alguma coisa em torno de 100 milhões - e como compromisso então chegamos a 108 milhões. Em grande medida nós temos isso que por conta do MSO: é a melhor capacidade de gestão da companhia em relação a seus custos e em particular pela implementação do orçamento base zero.

Na página 31 eu falo do dividend yield da companhia. Então a proposta deliberada na assembleia de uma distribuição de R\$ 456 milhões na forma de dividendos do segundo semestre. Isso corresponde a um pay-out de 95% do resultado distribuível e a companhia atinge então com esse desembolso mais de 10 bilhões de dividendos distribuídos desde o IPO.

Na página 32 a perspectiva de investimentos futuros. Estamos planejando investimentos da casa de R\$ 8,7 bilhões ao longo dos próximos cinco anos. Fizemos 2,5 bilhões no ano passado, estamos planejando 2,3 bilhões para esse ano apenas nas operações de distribuição que concluem as suas bases de remuneração do chamado terceiro ciclo, e obviamente a manutenção de um ritmo ainda acelerando no que diz respeito às obras de geração e em particular de geração renovável.

Na página seguinte, 33, mostramos a alavancagem. A companhia com uma dívida líquida de 12,6 bilhões, uma relação dos seus covenants - covenants esses que foram todos ajustados no começo do segundo semestre do ano passado, então não temos nenhum susto aqui - e que consideraram o chamado balanço regulatório, aquele que efetiva os nossos potenciais recebimentos de ativos regulatórios. Então vejam no valor reportado por IFRS de 3,6, mas no valor efetivamente utilizado para efeito dos covenants, 2,89.

Eu acho que o destaque aqui da composição... vocês veem 60% da dívida da companhia em CDI. Eu acho importante destacar já a importância dos financiamentos junto ao BNDES: quase 30% em TJ, 8% nos prefixados, que são os PSI, são valores sempre inferiores à inflação brasileira. E isso provoca naturalmente uma redução do custo nominal e real da dívida. Nós estamos nos menores níveis desde que a gente mede, então 9% de custo nominal, 3% de custo real.

Isso determina, com um montante de caixa que a companhia fechou o ano na casa de 2,5 bilhões, vocês podem ver na página 34 uma cobertura via caixa da dívida de curto prazo de 1,3x. Nossa vínhamos ampliando, fruto da nossa estratégia de refinanciamento da companhia, o prazo médio das nossas dívidas para 4,5 anos, como está marcado, neste perfil bastante equilibrado (à razão de

algo próximo a R\$ 2 bilhões anuais), no curto prazo apenas 12,8% do nosso montante.

E destaco aqui exatamente essa prudência financeira que o grupo tem. Nós no começo de janeiro aprovamos a emissão de uma debênture para Paulista, Piratininga e RGE. Essa debênture para dar maior flexibilidade ao capital de giro da companhia e inclusive o enfrentamento adicional de compromissos, por exemplo, com relação ao despacho de óleo. Já sabemos que vamos usar menos disso aqui, mas uma emissão bastante positiva, uma emissão coordenada pelo Banco do Brasil para capital de giro a CDI+0,83 com uma reinauguração de debêntures com prazo de oito anos. Eu acho que é a primeira emissão que nós aqui no grupo temos nesse prazo com debêntures.

Mantendo os nossos ratings seja pela Standard & Poor's seja pela Fitch de AA+ dada a forte flexibilidade da companhia, a diversificação de geração, eficiência na distribuição, enfim, reflete os bons fundamentos da empresa.

Com esse caixa entrando em fevereiro aí nós estamos com uma posição de caixa no final de fevereiro de 3,4 bilhões e ela faz frente para quase 2x as amortizações de curto prazo. O prazo médio se levanta um pouquinho para 4,6 anos e no curto prazo nós temos 12% da nossa dívida.

Vou fechar com a página 37 que é só um reporte dos ativos em construção da Renováveis, destaque para os quatro primeiros que vão entrar em operação no final deste primeiro semestre ou no começo do segundo semestre deste ano de 2013. Então nós estamos falando aqui de 582 MW sendo que para esse primeiro semestre, até o terceiro trimestre na verdade, nós incorporamos mais 330 MW, todos eles contratados e vamos concluir essas obras e a CPFL Renováveis atinge ao final desse ano algo próximo a 1.500 MW de ativos em operação 100% contratados.

Página 38 eu vejo com uma certa tristeza o desempenho das ações, como eu havia colocado no início do ano, uma queda. Nós caímos junto praticamente com o índice de energia elétrica tanto no quarto trimestre quanto no ano - o que na nossa opinião não reflete os bons fundamentos da companhia - e com o agravante do tema do câmbio caímos 21% nos ADRs de Nova York. Aqui a boa notícia é o aumento do volume médio das operações da companhia.

E para concluir na página 39 a manutenção da CPFL na carteira do ISE. Ela é uma das doze empresas que permanecem no ISE desde a sua criação em dezembro de 2005, é o oitavo ano consecutivo, e a felicidade de entrar pela primeira vez na carteira do Dow Jones Sustainability Index na parte de Emerging Markets.

Eram essas as colocações. Eu peço desculpas, avancei um pouco no nosso tempo mas fico à disposição junto com a minha equipe. E eu queria fazer um destaque, que acabei não colocando, da nossa nomeação, da nossa indicação do Gustavo Estrella para ser CFO da companhia em substituição ao Lorival Luz que prestou bons trabalhos à companhia e seguiu para novos desafios.

É uma felicidade para nós poder dar uso ao nosso plano de sucessão, uma das práticas de recursos humanos importantes do nosso grupo já há mais de cinco anos com consultoria internacional, etc., mas colocando aqui o Gustavo, um profissional formado na casa, um profissional que está há mais de 13 anos no Grupo CPFL Energia, sempre da área financeira, conhecido de alguns de vocês.

Recebeu desafios aqui na área de RI, nos últimos dois anos recebeu o desafio de voltar para planejamento e controle, controladoria, implementar o OBZ. Os resultados em grande medida refletem a atuação dele e da equipe nessa área junto com toda a empresa naturalmente. Mas é uma felicidade para nós aqui podermos compartilhar com o mercado a indicação do Gustavo Estrella para ser o nosso vice-presidente financeiro a partir de agora.

Então fico agora à disposição para perguntas.

### **Sessão de Perguntas e Respostas**

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

Nossa primeira pergunta vem do Sr. Marcio Prado, Santander.

**Sr. Marcio Prado:** Boa tarde a todos, queria agradecer ao Wilson pelo call que foi bastante detalhado tanto sobre o setor quanto sobre a CPFL. Parabéns ao Gustavo pela posição, desejar sucesso a ele.

Vou fazer duas perguntas rápidas, uma sobre o setor e outra sobre a CPFL. Sobre o setor, Wilson, você mencionou em comercialização a expectativa de uma consolidação do setor. Na nossa leitura no decreto publicado na semana passada a gente entende que as comercializadoras terão de pagar uma parte do ESS para segurança energética. Na nossa conta a gente chegou a uma conta que elas pagariam R\$ 4/MWh transacionado.

Quando a gente olha a CPFL Brasil, a gente vê mesmo uma das maiores do setor, que é um setor de margens baixas. A gente vê uma margem líquida da CPFL Brasil da ordem de 5%. Então sem dúvida não só corroboraria a visão de uma consolidação, mas gera uma preocupação na gente sobre a sustentabilidade do

setor de comercialização se de fato as comercializadoras tiverem que pagar o ESS por volume transacionado e não por exposição líquida. Eu queria entender de vocês se a CPFL tem esse entendimento e se vê com preocupação... só na parte da comercialização, especificamente da comercialização... o decreto da semana passada.

E o segundo sobre a CPFL, um comentário rápido, é mais sobre esse não recorrente relativo a despesas legais, próximo a R\$ 150 milhões, se vocês podem dar um pouco mais de detalhe qual foi exatamente a subsidiária e qual o assunto. Obrigado.

**Sr. Wilson:** Marcio obrigado pela pergunta. A gente vê, sim, da mesma forma como você acabou colocando o tema da comercializadora. Deixa eu ser mais específico na resposta: primeiro, a comercializadora é de fato uma operação de margens baixas, é a característica desse negócio. A nossa até é a que tem a maior margem desse negócio talvez por um conjunto de atributos, de competências distintivas, que são percebidos pelo mercado.

Nós também vimos com preocupação a colocação, teoricamente o pagamento desse encargo pelas comercializadoras. Isso vai, eu não tenho dúvida, e já tenho acompanhado, acho que é público o que está acontecendo, ou seja, tanto a associação das comercializadoras quanto das geradoras já questionaram publicamente esse processo transitório que foi colocado, já demandaram reuniões com o governo, seja com o ministro, seja com a Aneel.

Eu não diria que esse tema está completamente encerrado e aqui só podem acontecer duas coisas: ou há um reconhecimento de que de fato, seja para a geradora seja para comercializadora a cobrança desse encargo não faz nenhum sentido; ou isso vai acabar parando, no caso específico das comercializadoras, no preço para o consumidor.

O que é certo é que a margem em sendo pequena não comporta esse tipo de pagamento. Agora evidentemente por tudo isso é que a gente fala: as operações de comercialização, tal como a gente vem falando no tema da própria distribuição, elas tendem a adquirir ou a incorporar fortemente o tema da escala nas suas operações para que elas possam ser competitivas.

Eu não tenho dúvida de que o mercado, o mercado livre, tal como uma tendência não brasileira mas mundial, ele é um mercado que vai crescer. O potencial de migração dos consumidores A4 é significativo, tem poder de vir praticamente a duplicar o mercado livre ao longo dos próximos anos, mas ele terá que ter agentes mais eficientes e nós entendemos que nós somos um desses agentes. Não é por si só o maior, mas pelas competências distintivas que conseguiu incorporar, sejam

sistemas de previsão de mercado, de previsão de preços, de práticas de governança no que diz respeito a riscos, de qualidade das operações no que diz respeito a crédito.

Então há um conjunto bastante grande de diferenciais que vão fortalecer a atividade de comercialização, e sendo muito franco eu acredito também que essa discussão em cima do encargo a CPFL vai se juntar nessa frente, já está junto nessa frente questionando esse encargo.

No que diz respeito ao tema das provisões que nós fizemos no jurídico nós identificamos... duas ordens, tá certo? A primeira das provisões para devedores duvidosos (PDD). Nós fizemos aqui um reconhecimento de créditos especialmente com relação a prefeituras e alguns consumidores fruto da incorporação dos nossos novos sistemas de faturamento e identificamos que precisaríamos fazer um reforço nessas provisões fruto dos números especialmente do segundo semestre do ano.

Então aqui nós chegamos a incorporar 75 milhões de provisão sendo que um terço disso no último semestre, e entendemos que esse valor agora é absolutamente suficiente para fazer frente às cobranças que nós temos em curso. Incorporamos um critério para provisão mais restritivo do que o que vínhamos colocando anteriormente.

A outra metade, você vê lá, cerca de 150 milhões, 75 então no ano são referentes à PDD e 75 são referentes, aí sim, a um tratamento jurídico. R\$ 50 milhões é um reforço das nossas provisões. Nós fizemos também uma comparação com empresas do setor e identificamos aqui frente ao nosso índice de êxito que é na casa de 75% das nossas operações, das nossas ações, de que seria razoável fazer esse reforço.

Fizemos isso em conjunto com a própria auditoria, então entendemos que é uma providência no sentido de robustecer a capacidade de gestão jurídica da empresa. E isso também evidentemente incorpora o conhecimento de um novo vice-presidente que veio para companhia, o Ricardo Zangirolami, que também incorporou, já tinha uma experiência nessa área e aí fruto dos nossos estudos, das nossas avaliações, nós entendemos que era importante fazer esse reforço.

Nós continuamos sendo a empresa de menor índice de provisão por receita ou por consumidor desse setor, isso revela a eficiência da companhia; mas entendíamos que ela não era tão eficiente quando estava aplicada anteriormente. Então é basicamente isso.

**Sr. Marcio:** Obrigado Wilson.

**Operadora:** Com licença, nossa próxima pergunta vem da Sra. Maria Fernanda Lorenzi, JP Morgan. Com licença Sra. Maria Fernanda, sua linha está aberta.

Com licença, lembrando que para fazer perguntas por favor digitem asterisco um.

Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Sergio Meira, Una Capital.

**Sr. Sergio Meira:** Bom dia Wilson, obrigado pelo call. Uma pergunta rápida sobre os recursos da CDE. Vocês já têm claro como isso vai ser contabilizado? Se entra como dívida ou como resultado para... resultado mesmo?

**Sr. Wilson:** Ainda não está - Sergio, obrigado pela pergunta - ele não está ainda regulamentado. Nós já estivemos na agência tratando dessa regulamentação, importante destacar isso. Evidentemente nós estamos trabalhando para que ele seja contabilizado como um ingresso na companhia e de que ele não seja colocado como dívida.

Isso vai de alguma maneira determinar então que a contabilidade em IFRS seja preservada quase que na forma de um ativo, então ele não será visto, a tendência é que ele não seja visto como um empréstimo e seja visto como uma receita da companhia de tal maneira a você ter um impacto positivo em IFRS. Então essa é a tendência.

Ele carece dessa recomendação, mas as discussões também são para que a gente possa fortalecer os balanços da companhia e obviamente diminuir... você sabe que o IFRS ao não reconhecer o ativo regulatório ele acaba dando para efeito de mercado uma relação... como você não tem isso ingressado como receita e a despesa você tem que reconhecer no momento em que ocorre no regime de caixa, você acaba tendo uma impressão nos índices de endividamento muito forte.

Então a tendência também quando foi feito esse trabalho ele não era para ter uma prioridade exclusiva no que diz respeito à cobertura de custos propriamente ditos na questão do caixa, mas também - e esse é o esforço que tem sido feito aqui e nós estamos diretamente ligados a isso - para que ele possa ser reconhecido em IFRS como uma receita.

**Sr. Sergio:** Perfeito, obrigado.

**Operadora:** Com licença, nossa próxima pergunta vem da Sra. Maria Fernanda Lorenzi, JP Morgan.

**Sra. Maria Fernanda Lorenzi:** Boa tarde, obrigada pelo call. A linha estava com problema e agora está funcionando. Eu tenho na verdade duas perguntas, a

primeira em relação aos ativos que estão vencendo. Quais desses vocês pretendem preferencialmente levar para os leilões e qual seria...para comentar qual deles vocês conseguem operar mais eficientemente, então eu queria saber se tem uma estimativa de margem Ebitda para operar esses ativos.

E a segunda pergunta é a respeito do Grupo Rede, eu queria saber qual é a situação atual do negócio, enfim, se já tem uma estrutura definida, se cada empresa vai ficar com determinados ativos ou se vai acontecer a criação de uma Holding. Obrigada.

**Sr. Wilson:** Muito bem. No que diz respeito ao tema dos ativos obviamente nós já montamos um grupo dentro da companhia, um grupo para avaliar cada um desses ativos que devem ir para o processo em competição. Evidentemente pela forma como nós operamos os nossos ativos num sistema maior de automações, etc., nós não temos nenhuma preferência regional por ativos. Qualquer ativo de geração hidrelétrica pode ser operado com as competências que a CPFL detém independente do local.

Então nós vamos obviamente... temos uma preferência por operar ativos de maior porte semelhantes aos que nós temos, até porque temos uma referência de custos já moldada para esse tipo de ativos. Se a gente for olhar o custo previsto ou implícito de O&M que foi colocado nas tarifas de geração nesse momento, alguma coisa que dependendo do tamanho da usina está se situando entre 10 e R\$ 15/MWh, as operações que a CPFL presta serviços de operação e manutenção elas tem valores sempre mais baixos do que isso, ao redor de 20% a 30% mais baixos do que isso no máximo. Então evidentemente ela é um operador que tem capacidade de criar valor se pegar alguma dessas operações.

No que diz respeito ao Grupo Rede a estrutura de operação final não está definida ainda, mas aqui vale à pena colocar duas coisas: primeiro, nós estamos a menos de uma semana da apresentação do plano de recuperação judicial, é nos próximos dias que isso vai ocorrer, e nós temos uma operação que tem, que reúne o melhor de dois grupos em relação às operações regionais.

É certa e reconhecida a experiência que a Equatorial tem na operação de ativos no norte brasileiro e é certa a possível vantagem que a CPFL tem e a experiência que tem em operação de ativos na região sudeste e em particular no estado de São Paulo. Não há uma decisão do que vai ser feito pós a aceitação ou a transação, mas isso é algo que a gente vai ver lá na frente já tentando incorporar as sinergias tanto para a operação dos ativos do norte pela Equatorial quanto para os ativos do sudeste pela CPFL.

**Sra. Maria Fernanda:** Tá certo, muito obrigada.

**Operadora:** Com licença, caso queiram fazer perguntas por favor digitem asterisco um. Com licença, nossa próxima pergunta vem do Sr. Marcelo Sá, Brasil Plural.

**Sr. Marcelo Sá:** Boa tarde a todos. Eu queria se possível que você comentasse um pouco essa suspensão da liquidação dos contratos de energia de janeiro que a Aneel fez e agora essa audiência pública para falar dessa nova potencial resazonalização. Eu queria ver o que vocês acham que deve ocorrer no final.

E também que você comentasse um pouco como foi a estratégia de sazonalização da CPFL para esse ano, se ela alocou com mais energia nos primeiros meses e menos no resto do ano. Obrigado.

**Sr. Wilson:** Bom, não há muito o que comentar com relação à suspensão. Eu acredito que a suspensão ela tem um motivador nominado, que na verdade são empresas do grupo Eletrobrás e ele se deve... independente de juízo de valor... houve a permissão de uma sazonalização atípica feita a posteriori, ou seja, sendo feita de modo retroativo quando já havia conhecimento de preço.

O que isso significa (e só tentando fazer, justificar o pedido feito pela Eletrobrás)? Existem empresas que tal com a nossa - e já respondendo a segunda parte - que estão vendidas, empresas de geração que estão vendidas para atender um volume de energia ao longo do ano.

Como é feita essa sazonalização? Ela é praticamente flat. A não ser por características muito particulares de capacidade regional eu diria que a gente trabalha, se for em torno de um PU de 100, a gente trabalha com variações não superiores a 5% para cima ou para baixo quando faz a sazonalização. Isso tem evidentemente... é uma prática feita com base na característica de operação desses ativos.

Então respondendo: nós não somos, teoricamente, uma das empresas que fez sazonalização atípica; nós fizemos ela típica porque se havia uma "oportunidade" vamos dizer assim, de "sazonalização atípica" para se beneficiar de um preço mais alto do preço spot no mês de janeiro, nós também vemos que essa exposição atípica, e colocando a empresa numa posição long no mês de janeiro, você automaticamente colocaria essa mesma empresa ou esse mesmo ativo numa posição short ao longo do ano onde havia uma perspectiva muito clara, também, de preços mais altos no spot e serão ainda mais altos ainda agora quando a gente tiver o robustecimento dessa metodologia aplicada ao longo do ano.

Então nós não operamos os ativos de geração do grupo de forma, eu diria assim, especulativa. Nós fazemos essa sazonalização de forma técnica para atender à carga que nós estamos contratados sem nenhum tipo de arbitragem de preços. Estamos absolutamente satisfeitos com os PPAs que nós estabelecemos.

Mas é importante que você saiba que existem ativos de geração que nem isso fazem, e são obrigados a uma sazonalização praticamente flat. E neste caso no momento em que ocorre uma sazonalização atípica determinando valores bastante expressivos, não há nenhuma perspectiva de que esse ativo venha a se reembolsar dessa sazonalização atípica. Ela só foi atípica porque pode ser feita de forma retroativa e com preço spot conhecido.

E quem pode se beneficiar dessa sazonalização atípica? Os geradores que não tinham, diferentemente da gente, contratos a serem atendidos ao longo do ano. Essa sazonalização então pode ter determinado um ganho maior para esses agentes sem o risco da exposição short ao longo do ano. É uma característica deles.

Isso talvez tenha sido percebido pelo regulador e dado que tem impactos, uma resazonalização pode incorporar aqui um conjunto de problemas a operações já realizadas, eu acredito que eles vão ouvir todas as partes para saber, para definir qual é a melhor alternativa em relação a esse procedimento que foi verificado em janeiro.

Nós não temos, dado que nós não fizemos essa sazonalização atípica, nós não temos nenhum tipo de... nós somos neutros, a posição da CPFL é neutra em relação a esse evento.

**Sr. Marcelo:** Ok, muito obrigado.

**Operadora:** Próxima pergunta vem do Sr. Henrique Peretti, UBS.

**Sr. Henrique Peretti:** Boa tarde Wilson, eu tenho duas perguntas sobre o Capex: na nova projeção que vocês soltaram no press release da CPFL Energia está mostrando um Capex de 1,072 bilhões para geração para o ano de 2013, incluindo 100% da Renováveis, enquanto no balanço da Renováveis eles indicam um Capex de 1,6 bilhões. Eu gostaria de saber qual é a diferença aqui.

E sobre distribuição eu percebi que teve um aumento de cerca de 470 milhões na distribuição de 2015, 360 milhões em 2016. Eu queria saber qual é o motivo disso e se esse Capex a maior na distribuição ele vai se repetir nos próximos anos. Obrigado.

**Sr. Wilson:** Henrique eu vou pedir até auxílio. No que diz respeito ao de 2013 esse valor que está colocado aqui na geração (1,072 bilhões) ele corresponde aos 63% de participação da CPFL na CPFL Renováveis. É correto o montante declarado pela CPFL Renováveis enquanto valor único da companhia para 100% da participação e o 1,072 bilhões corresponde exatamente ao pro rata da nossa participação lá.

Você fez uma segunda pergunta com relação à... você colocou comercialização e eu não entendi: 2015 e 2016?

**Sr. Henrique:** O Capex de distribuição, o guidance, aumentou 470 milhões em 2015 e 370 milhões em 2016 e eu gostaria de saber qual foi a diferença ou o que aconteceu nesse período e se vocês esperam um Capex a maior na distribuição ao longo dos próximos anos.

**Sr. Wilson:** O que eu estou entendendo aqui é que você está me perguntando por que no ano de 2015 e 2016 nós vamos ter um aumento do Capex das distribuidoras. A principal explicação prevista aqui é exatamente a incorporação dos sistemas de medição eletrônica, tele medição já atendendo o tema do smart grid. Aqui nós estamos imaginando que a discussão que está sendo estabelecida ao longo do ano de 2013 no que diz respeito a isso junto à Aneel, definição de padrões, etc., possa ter um impacto maior na companhia a partir de 2015 e 2016 exatamente por conta do fechamento de ciclos de revisão e em particular da Paulista e RGE que vão ter a sua base, o seu próximo ciclo tarifário, em 2017.

Então nós estamos aqui... são as duas maiores concessionárias sob o ponto de vista do número de consumidores residenciais e comerciais que serão afetados por essa medida. Então essa elevação de patamar corresponde também à incorporação do tema da tele medição a esses consumidores.

**Sr. Henrique:** Tá ótimo, muito obrigado.

**Operadora:** Com licença, encerramos neste momento a seção de perguntas e respostas. Eu gostaria de passar a palavra ao Sr. Wilson Ferreira Jr. para as considerações finais. Por favor, pode prosseguir.

**Sr. Wilson:** Muito bem. Eu queria novamente agradecer a presença de cada um de vocês, o atendimento a essa teleconferência. Eu queria de alguma forma reafirmar a nossa visão positiva em relação aos últimos movimentos dos últimos seis meses, e eu acho que mais do que uma percepção de insegurança no setor eram interferências importantes para que a gente tivesse maior estabilidade regulatória, maior robustez na regulação.

E acho também importante destacar que o impacto nas concessionárias é absolutamente diverso. Eu estava só fazendo referência aqui com os meus colegas, por exemplo, ao tema das concessões de geração do grupo CPFL e que a primeira delas vence em 2032 e a maior parte delas depois de 2035.

Então isso evidentemente garante um fluxo de caixa dessas operações suficiente para que a gente continue crescendo de uma forma robusta nesse segmento que a gente tem hoje não só uma participação relevante no crescimento da Renováveis mas também uma ambição de continuar participando. Participamos do último - embora não ganhamos - na área de geração de grande porte.

Eu queria colocar também a importância do momento que o Brasil vive e do impacto que esse momento pode trazer para as operações de energia. Como é conhecido, uma perspectiva de crescimento econômico é acompanhada por uma perspectiva de crescimento nas vendas de energia. Nós estamos muito bem posicionados para atender, seja na nossa área de concessão, seja nas áreas que a gente pode vir, fruto também de um processo bastante ativo na Companhia no que diz respeito a M&A. Nós entendemos ter um potencial relevante de crescimento.

São conhecidas as nossas ambições nas áreas de distribuição e de geração com potencial para duplicar o tamanho da companhia no prazo de cinco anos, mas também são conhecidas as capacitações da empresa na área de comercialização e mais recentemente na área de serviços.

Por tudo isso e considerando inclusive não só o nível de eficiência, mas os resultados que verificamos aqui, que como falei, atipicamente foram afetados no quarto trimestre do ano passado, mas que nós entendemos que todos esses movimentos regulatórios e de leis tem o poder de robustecer as companhias, diminuindo então a ativação dessas contas de CVA. Nós acreditamos que os resultados futuros da empresa devem espelhar essa boa perspectiva, seja de recuperação de resultados passados que estão hoje contabilizados na CVA seja na diminuição de encargos futuros e no compartilhamento de uma plataforma muito eficiente para atender energia na geração, distribuição e comercialização. Nós vamos ver isso nos próximos trimestres, sem dúvida nenhuma.

Muito obrigado todos.

**Operadora:** A áudio conferência da CPFL Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham uma boa tarde. Obrigada.