

## Local Conference Call

### CPFL Energia

#### Resultados do Segundo Trimestre de 2014

15 de agosto de 2014

**Operadora:** Bom dia e obrigada por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência dos Resultados do Segundo Trimestre de 2014 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.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.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 gostaria de passar a palavra ao Sr. Wilson Ferreira Junior. Por favor Sr. Wilson, pode prosseguir.

**Sr. Wilson Ferreira Jr.:** Bom dia a todos e a todas, às investidores, analistas que nos acompanham nesta nossa conferência para a divulgação dos resultados da CPFL Energia desse segundo trimestre de 2014. Eu passaria imediatamente para página 3, as primeiras três páginas desse nosso relatório, nossa apresentação, que dizem respeito a esse tema que inquieta a todos, ou seja, do tema energético do sistema elétrico brasileiro.

Nós começamos exatamente apontando o nível dos reservatórios do sistema interligado nacional equivalente na data de hoje com um pouco superior a 38% com expectativa segundo a ONS de chegar ao final desse mês de agosto a um valor em torno de 35%. É óbvio que essa situação de reservatório é devida particularmente à falta de chuvas.

O gráfico abaixo é uma demonstração cabal desse ponto. Como pode ser visto aqui o traço vermelho corresponde à média de longo termo, à expectativa em condições normais de 100%, e o azul foram as chuvas mesmo. Se observa principalmente neste ano no primeiro trimestre do ano claramente uma diferença bastante grande entre a expectativa de chuva no sudeste e as chuvas reais. Então isso provocou esse buraco que tem demandado do operador um despacho maior de termelétricas, mas nós entendemos que estamos operando em boas condições.

Importante destacar, e nós falávamos isso na última conferência, nos últimos anos a média de afluência no período seco tem sido superior à média e ela continua ocorrendo. Nesse ano a tabela do lado direito pode demonstrar isso. Neste ano estamos muito puxados por chuvas maiores na região sul, mas vocês podem observar no sistema interligado nacional em junho tivemos 164% da média, em julho 100% da média em agosto estamos tendo 81% da média, e na média desse período seco nós estamos tal como no ano passado com 107% da média. Isso tem permitido que os reservatórios sejam mais preservados.

E há um outro aspecto, que está na página 4, que é importante para o fim do reservatório, que é basicamente a reação do mercado, em particular sem dúvida nenhuma do mercado livre, onde nós já temos tido desde março diferenças importantes com relação à carga e em relação à previsão estabelecida pelo operador nacional.

Então vocês veem a curva azul, ela é a curva prevista para o ano, e a curva vermelha que foi muito forte no começo do ano e a gente chegou a falar sobre isso no primeiro trimestre, mas que já a partir de março começou a ter diferenças. E sem dúvida nenhuma a carga reagindo a preços mais altos no mercado spot e ela

vem se aprofundando, então nós chegamos a ter um pico de diferença de carga no mês de junho de 4,6 em relação à previsão e ainda no mês de julho com 3,4.

Então são valores importantes que o próprio ONS na reunião trimestral já passa a utilizar essa nova previsão de carga e nós colocamos essa previsão na coluna de baixo, a extensão da curva vermelha, ou seja, essa curva verde que corresponde a essa revisão.

Importante obviamente destacar também que a contribuição da carga para efeito dos reservatórios já está em 2,2%, ou seja, a reação da carga para o reservatório preservou 2,2% de acumulação até o mês de agosto.

Na página 5 nós temos o despacho de termelétricas, então em grande medida também a gente tem tido essa preservação dos reservatórios por conta do despacho intensivo de termelétricas na média de 15,2 GW médios desde o começo desse ano. Vocês podem observar o comportamento tem sido bastante regular em torno de 15 a 16.000 MW desde de fevereiro.

E nós ainda temos tido ao longo desse período a entrada em operação de um conjunto de empreendimentos que pode ser observado também no gráfico de baixo: tivemos 944 MW entrando em fevereiro, 900 em março, quase 800 em abril e nos últimos dois meses na somatória outros 700 MW com destaque para eólica, hidráulica na entrada desses novos empreendimentos.

E aí a pergunta que fica é bom, e quais são as perspectivas para frente? Isso a gente aponta na página 6 começando pelo gráfico de cima onde nós temos a evolução da energia armazenada no sistema interligado com dois pressupostos, então temos dois cenários que são apontados embaixo no cenário CPFL: um cenário para armazenamento final de novembro de 25% e de 15%.

Vocês vão observar que eu tenho até colocado aqui a equipe, nós estamos operando já com um nível maior de probabilidade de estar acima de 20, mas o apontamento está aqui colocado: se nós tivermos aqui uma ENA mínima de 95% no período de agosto a novembro, lembrando... na média em 107 mas colocando aqui com uma ENA mínima de 95% nós terminaríamos o mês de novembro com 25% e a probabilidade de que a gente tenha uma ENA inferior a esses 95 na média é de 56%, ou seja, havia 44% de probabilidade de que ela estivesse operando acima disso.

Do outro lado olhando um cenário mais crítico se nós tivéssemos uma ENA de 71% - eu lembro novamente nós estamos operando a 107 - nós poderíamos chegar a 15%. É importante avaliar a probabilidade de termos uma ENA inferior a essa de 71% que é só de 6%. Portanto 94% de probabilidade de que a energia

natural afluente para este período seja superior aos 71%. Então obviamente no campo de probabilidade nós estamos entre 15% e 25% no mês de novembro e as maiores probabilidades é que este valor esteja mais para a parte de cima do que para parte de baixo.

Muito bem. É importante também destacar que para frente nós temos entradas importantes de nova capacidade instalada que reportei na página anterior, esses cerca de 3.500 MW que entraram no primeiro semestre, e nós ainda temos mais 3.140 para entrar nesse segundo semestre divididos praticamente em 1.400 de eólica, 450 de térmica e 1.254 de hidráulica e mais para frente olhando os dois anos seguintes cerca de 6.400 no ano de 2015 e um pouco superior a 7.000 no ano de 2016.

Os principais empreendimentos estão aqui colocados: nós estamos falando aqui das máquinas remanescentes de Jirau e de Santo Antônio fazendo mais de 4.000 MW além de outras hidráulicas e térmicas principalmente a de Mauá e de Maranhão (são mais de 1.000 MW) além da hidráulica de Teles Pires com uma capacidade superior a 1.800 MW.

Então é evidente também que para além do impacto que nós temos da reação uma carga nós temos para os anos futuros, para os meses futuros uma entrada importante, algo superior a 16.000 MW de capacidade nova entrando nos próximos 24 meses.

Com isso fechamos esse capítulo do tema eletro energético, principalmente energético neste ano e nas perspectivas do ano futuro. Eu acho que a situação de fato há uma melhora importante verificada no cenário nos últimos... especialmente nos últimos três meses.

Vamos então à página 7 onde nós apresentamos os destaques desse segundo trimestre de 14. Eu acho que o primeiro aspecto fundamental é o crescimento de mercado ajustado porque nós tivemos menos dias de faturamento, mas ajustado e comparado nós estamos com 3%, destaque para o segmento comercial e residencial com valores ainda bastante fortes em torno de 8% cada um deles, e já a reação da indústria numa queda de 3% conforme pudemos a pouco comentar.

Destaque nesse segundo trimestre o esforço que fizemos com o governo em termos desse aporte da conta ACR. Nós tivemos a oportunidade de fazer essa contabilização: são R\$ 805 milhões nessa conta relativa aos ativos CPFL nesse segundo trimestre lembrando que essa conta a gente vai fazer um apanhado sobre isso na frente, ela dá cobertura para a exposição involuntária das distribuidoras além do despacho de termelétricas.

Tivemos o reajuste tarifário da RGE em junho desse ano no valor de 21,82 e alguns destaques: na área de comercialização o mercado livre tem sido muito importante no momento do setor. Quando falo da reação da indústria ela ocorre, são os preços no mercado livre, então essa reação é importante e obviamente a CPFL bem posicionada como CPFL Brasil gerando principalmente no segundo trimestre um Ebitda de R\$ 70 milhões.

Os investimentos neste ano estão menores do que nós passado mas fizemos R\$ 280 milhões nesse segundo trimestre e R\$ 520 milhões nesse primeiro semestre.

Tivemos também a manutenção do rating da companhia no AA+ escala nacional com perspectiva estável pela Standard & Poor's para a CPFL e para as controladas Paulista, Piratininga e RGE que tem instrumentos financeiros observados pelo rating.

Eu acho que como decorrência dessa melhora de perspectivas uma reação positiva também das ações da CPFL com valorização tanto no Brasil quanto fora. Isso também fica explícito no aumento de volume e aumento no número de negócios na Bovespa atingindo quase 6.000 negócios por dia nesse primeiro semestre.

E um reconhecimento importante das Maiores e Melhores da Revista Exame onde a nossa distribuidora, a Companhia Paulista, foi considerada a melhor empresa do setor.

Vamos passar à página 8 começando agora a detalhar as vendas de energia nesse segundo trimestre. Como falei, dado que tivemos dois dias a menos de faturamento fazemos aqui para a melhor comparação essa avaliação não só no contábil que cresceu 0,9, mas especialmente no ajustado onde nós comparamos a mesma base de dias fraturados onde nós temos um crescimento de 3% nas vendas totais com destaque de 6,4% para o mercado cativo da distribuição e uma queda de 4,4% nas vendas dos consumidores industriais, principalmente mercado livre usando tarifa de uso do sistema de distribuição.

Na área de concessão das oito distribuidoras da CPFL esse é o comportamento: o mercado cativo bastante forte liderado, como pode ser visto no lado direito, pelo segmento residencial e comercial e sendo um ano seco também por irrigação no mercado rural todos crescendo em torno de 8% cada um; e obviamente uma queda no segmento industrial sensível como falei ao preço do mercado livre, ao spot, 3,1% de queda.

Isso faz com que a CPFL no contexto das áreas de concessão fique ligeiramente abaixo do crescimento do Brasil na mesma época. É destaque para nós o

crescimento maior na região sudeste do que a própria região. Essa região tem uma redução importante e nós ainda tivemos crescimento de 0,5% e no sul também com 3,3 contra a região sul de 4,4, lembrando que a área da RGE principalmente é uma área bastante... é a área mais industrializada do estado.

Olhando a nossa capacidade de geração fruto especialmente da entrada em operação de alguns empreendimentos da CPFL Renováveis o grupo então atinge 3.127 MW instalados, o crescimento de 5,6 ele é verificado diretamente pelo acréscimo na área de Renováveis e um pequeno crescimento na área convencional fruto do nosso aumento de participação na nossa termelétrica da EPASA. Chegamos a 2.248 na convencional e 880 (essa é a nossa capacidade equivalente proporcional à participação) na Renováveis.

Nós vamos tecer nas próximas páginas um pouco de avaliação desse mercado em termos de perspectivas justificando um pouco do comportamento dele. Na página 9 falamos sobre a indústria. A indústria é o principal consumidor de energia dentre os segmentos na área das distribuidoras. A gente tem um comportamento negativo da indústria que pode ser observado aqui.

A produção industrial que já tinha sido ruim no primeiro trimestre ela amplificou essa queda no segundo trimestre, uma queda de 5,4 e no semestre já é 2,6 comparando com igual período do ano anterior. Eu acho que alguns aspectos notáveis: a perda de empregos, -28.000; o nível de confiança na indústria é o mais baixo da história recente e uma evidência importante é uma indústria que é bastante apoiada no segmento que é a de veículos caindo 16,8% no período e alguns aspectos que podem... nós extraímos de um trabalho feito pela CNI e apresentado aos candidatos duas semanas atrás e na comparação inclusive com nações, uma das o México que é um competidor brasileiro.

Então a primeira coisa é a valorização da moeda local. A gente pode observar que nesse período o México desvalorizou e o Brasil valorizou a sua moeda frente ao dólar em 20%. Isso tira a competitividade da indústria brasileira no mercado internacional.

Aí nós temos alguns itens, algumas dimensões que olhando no longo prazo estão claramente, justificam plenamente os resultados que a gente vendo na indústria: o crescimento dos salários no Brasil de 100% em moeda local, 27 nos Estados Unidos e 67% no México - lembrando que isso, o componente de salário, é fundamental na indústria e sob o ponto de vista de produtividade já é um aspecto que fica comprometido pelo custo da mão-de-obra brasileira ser maior.

Em que pese tenhamos tido nos últimos anos, em particular nos últimos dois, uma redução de folha de pagamento. Mas como decorrência disso é claro um aumento

da produtividade de 3% no Brasil contra 19 nos Estados Unidos e contra 53% no México.

Do outro lado o custo de utilidade - eu estou comparando aqui a energia elétrica e o gás - mas no caso do gás os Estados Unidos e o México ainda se beneficiando do shale gas enquanto no Brasil aumenta nos nossos competidores diminui.

O tema da burocracia também olhando esse Ranking do Doing Business de 2014 o Brasil em 116<sup>o</sup> lugar contra quarto dos Estados Unidos em 53<sup>o</sup> no México.

E obviamente aquele tema da taxa de juros, a taxa de juros altíssima no Brasil, bem mais alta que nossos competidores com uma carga tributária também superior.

Então evidentemente não é sem motivo que a gente tem aqui um comportamento da indústria, ou a perda de competitividade da indústria fica bastante evidente quando a gente aponta esses elementos.

É importante também colocar na página 10 para além disso apenas uma constatação: o custo de exportação de contêiner no caso brasileiro vis-à-vis nos nossos competidores inclusive da América Latina. O Brasil detém a marca mais alta, o custo de US\$ 2.200/contêiner contra 620 da China por exemplo, são quase três vezes maior os custos de exportação brasileiros.

E isso não resta dúvida é responsável principalmente por essa parte do saldo comercial no fator agregado, onde a área de manufaturados onde a gente tem mais presença de mão-de-obra perde nos últimos anos, nos últimos cinco anos, num momento importante brasileiro a gente tem essa mudança de perfil da classe média brasileira que poderia a indústria está sendo mais demandada e ela não tem competitividade para atender a esse momento e perde participação.

É bem verdade que do outro lado nós temos uma agenda importante para aumentar a eficiência, produtividade e a competitividade da indústria. Alguns aspectos mais recentes, ou seja, algo a ser feito de forma intensa no tema das concessões de infraestrutura, PPPs. Tivemos movimentos importantes nas rodovias, nos aeroportos, teremos agora nos portos, aqui na área de energia, um tema que eu já tinha falado a desoneração da folha de pagamento para 60 setores, temas fundamentais ligados a incentivo à educação, qualificação da mão-de-obra e o programa de inovação Inova Empresa além da nova lei dos portos para que a gente possa ampliar, como pode ser observado embaixo, os investimentos em infraestrutura que em que pese temos aumentado de 1,8% do PIB para 2,7% do PIB o Brasil deveria estar rodando alguma coisa em torno de 5% do PIB apenas para se comparar com as nações competidoras.

A gente faz um reporte dos investimentos em energia. Nós vamos investir nos próximos quatro anos algo próximo a R\$ 200 bilhões nas diversas dimensões de hidrelétricas, eólicas, transmissão, e é um investimento importante talvez a energia em que pese o momento que vivemos seja uma das infraestruturas que tem melhor avaliação no mercado internacional quando a gente fala das infraestruturas brasileiras.

Um aspecto só para reportar também de importância, uma semente plantada de foi da Copa do Mundo na página 11, eu acho que fazendo um balanço a CPFL teve participação porque na sua área de concessão sediou mais de 10 equipes das 32, mas 3,6 bilhões de espectadores, praticamente metade do mundo assistiu a Copa do Mundo; 4 milhões de turistas sendo 1 milhão de estrangeiros e 95% deles manifestando interesse em voltar; mais de 1 milhão de postos de trabalho gerados; quase 18 milhões de passageiros nos aeroportos num movimento 13% maior.

E é óbvio que do mesmo lado a Copa do Mundo mobiliza - paralisa no caso brasileiro - atividades então tivemos uma queda no mesmo período do comércio varejista, da própria indústria em que os colaboradores, empregados também assistiram à Copa. Algumas estimativas de injeção de 26 bilhões em recursos; quase 9 bilhões em mobilidade; quase 7 em aeroportos, um aumento da capacidade para 67 milhões de passageiros (mais de 50% de aumento de capacidade para transporte aéreo).

Movimentação de R\$ 142 bilhões no período com efeitos diretos e indiretos e um impacto estimado de 1% no PIB com base no que foi observada em outros países. Vários setores beneficiados e eu acho que o que tem de positivo é a estimativa de chegada de turistas para frente onde a gente tem uma mudança claríssima de comportamento já no ano de 2014 e teremos em anos vindouros.

Como eu falei na página 12 a gente pode ver um pouco do trabalho que a CPFL fez só para mostrar o quanto a gente para: a CPFL em sete das cidades da área de concessão tinha seleções hospedadas, então nós fizemos um trabalho coordenado pelo próprio ministério com uma equipe 24h, 45 pontos-chave de monitoramento de estações, sistemas de transmissão; fizemos investimentos de confiabilidade para aumentar a confiabilidade nesses locais de R\$ 2 milhões, tínhamos uma equipe de plantão, um centro conectado com Brasília.

E do lado direito vocês veem um pouco dessa evolução da carga: num dia sem jogo (no dia 5 de junho) em azul e não dia com o jogo (dia 12 de junho) e por isso que as vendas diminuem inclusive nesse momento porque há uma paralisação,



como falamos, seja da atividade comercial seja da atividade industrial especialmente.

Eu só fiz, fizemos referência à ampliação do aeroporto de Viracopos, aeroporto que deve entrar em operação agora no final do ano, então isso para a região da CPFL é importante, é um investimento superior a R\$ 2 bilhões, vai ter uma capacidade de 22 milhões de passageiros por ano esse aeroporto.

O impacto econômico seja do valor da produção, de valor adicionado, salários e um número bastante grande de empregos. A região de Campinas e todo o entorno de Campinas vai ser bastante estimulada por esse investimento no aeroporto de Viracopos.

Passamos agora na página 13 para em função de tudo isso reportar os resultados desse segundo trimestre. Como de costume fazemos isso na comparação do IFRS que tem aqueles problemas que já estão colocados a vocês notadamente no que diz respeito à contabilização de ativos e passivos regulatórios.

E por essa razão e até para facilitar o trabalho de análise dos investidores e analistas o que nós colocamos aqui seria o resultado recorrente decorrente da consolidação proporcional na geração da movimentação de ativos e passivos regulatórios com seu respectivo diferimento e também a avaliação de itens não recorrentes.

Então olhando por cima nós crescemos em IFRS 10% a nossa receita atingindo 3,677 bilhões nesse trimestre. Isso permitiu uma melhora importante no nosso Ebitda. Vocês vão ver que crescemos então 49% ou 256 milhões, mas é bem verdade que nós tivemos eventos não recorrentes no segundo trimestre do ano passado notadamente com aquele parcelamento de ICMS (fizemos a adesão ao PEP no ano passado) e então quando a gente olha na parte de baixo o que a gente poderia chamar o nosso Ebitda gerencial ele cresce 2% ou R\$ 18 milhões chegando a R\$ 903 milhões. Essa talvez seja a verdade mais absoluta da empresa.

No lucro líquido no ano passado tivemos em função desse evento não recorrente prejuízo, então revertemos o prejuízo em IFRS e crescemos em 7,5% ou R\$ 18 milhões o que seria o lucro recorrente da companhia, o lucro gerencial da companhia atingindo R\$ 255 milhões.

A gente pode observar no bloco de baixo somente os efeitos dessa mudança entre o IFRS, dessa conciliação entre o IFRS e o gerencial começando pelas duas primeiras linhas que são os movimentos da consolidação proporcional da geração,

cada uma das nossas participações, e do movimento de ativos e passivos regulatórios - nesse trimestre relativamente pequeno.

Mas aí são maiores sem dúvida nenhuma os eventos não recorrentes do ano passado: nós tivemos tanto no ano passado quanto neste exposição ao MRE de compra de energia tanto na CPFL Geração quanto na Renováveis, o chamado GSF, maior neste ano; tivemos um evento extraordinário de realocação de custos com perdas de rede básica - CCEE de 12 milhões.

E aí sim olhando o ano passado o tema do parcelamento do ICMS, de despesas legais e judiciais num total de 277 milhões e não temos nada neste ano; provisão de encargo sobre o sistema para geração convencional e Renováveis referentes àquelas medidas do ano passado; e manutenção de ativos da EPASA quando tivemos um despacho maior de 9 milhões.

Então isso é que justifica a diferença no Ebitda do ano passado para este olhando só em 2014 de 772 para 903, ou seja, uma diferença de R\$ 131 milhões e no passado um Ebitda de 516 para 885, uma variação de R\$ 311 milhões.

Muito bem, feita essa avaliação é só importante destacar na página 14 a importância dos aportes de CDE na conta ACR. Então a cobertura é feita para duas das quatro variações que deveriam ser objeto de cobertura, mas as principais exposições involuntárias das distribuidoras neste ano chegando a 1,534 bilhões lembrando que em maio e junho nós tivemos cerca de R\$ 150 milhões; e o despacho das termelétricas também no total de 441 milhões.

Então no ano a CPFL graças a esta ação - e acho que mais consumidores das distribuidoras - este empréstimo na verdade é um diferimento do aumento de tarifa para os consumidores no futuro no valor de 1,975 bilhões. É bem verdade que esses valores em laranja nessa figura foram utilizados no nosso balanço desse trimestre, essa a razão que tivemos inclusive uma alteração na data tentando obviamente fazer frente a esse enorme esforço que foi feito no governo para que a gente tivesse essa contabilização.

Fazendo agora nas duas próximas páginas uma avaliação maior desse resultado então começando pelo Ebitda na página 15 o Ebitda como eu falei na comparação apenas em IFRS sobe 49%, mas como eu havia colocado do ano passado para este nós temos aqui a variação de ativos regulatórios e consolidação proporcional, valores menores em torno de 30 milhões cada um, mas os não recorrentes no passado eram de 311 milhões.

Então o que nós vamos passar a detalhar aqui é a variação de 885 (que seria o Ebitda recorrente gerencial da companhia no segundo trimestre no passado) com

os 903 (que seria o mesmo Ebitda gerencial deste ano). Aqui nós temos então uma variação de 2%.

Três elementos determinam essa variação: o principal o aumento na receita líquida de 10,9% ou 357 milhões. Neste caso temos um crescimento na área de distribuição com um efeito de tarifa de R\$ 200 milhões, um efeito de mercado (volume) de R\$ 60 milhões; temos do outro lado geração convencional (R\$ 138 milhões). Os contratos das geradoras são indexados e isso é basicamente inflação e um pequeno aumento de participação na EPASA. E a Renováveis principalmente pela entrada em operação de novos parques.

Nós vamos observar que no caso da comercializadora nós temos uma queda de receita, porém nós tivemos uma ampliação de margem então cai a receita em 68 milhões e se observarmos logo embaixo no aumento de custo de energia vamos ver que a comercializadora comprou essa energia 99 milhões mais barata, então é isso que dá um aumento de margem próximo de 30 milhões somente na estratégia da comercializadora.

Mas indo diretamente ao aumento de custo com energia e encargos de R\$ 235 milhões esse crescimento ou 12%, portanto maior do que a nossa receita, lembrando que neste valor já estão líquidos dos depósitos de ACR ou ACR este ano contra CDE do ano passado, nós estamos fazendo a variação, em 742 milhões a mais neste ano na contra ACR do que foi CDE no passado. Então esse aumento de 12,5 já está líquido disso.

A distribuição na parte que obviamente não é da sua própria exposição um custo maior com o leilão A-0 por exemplo ou mesmo em alguns casos como no caso da Piratininga com o A-1 e isso ainda gera um aumento de 285 milhões nas distribuidoras; na geração convencional de R\$ 32 milhões e na Renováveis de R\$ 17 milhões, esses dois muito ligados ao tema do GSF.

E finalmente nós temos o terceiro elemento determinante desse Ebitda: um aumento nas nossas despesas de PMSO de 22%. Aqui é importante destacar que o aprofundamento, mais de praticamente dois terços dessa variação são exatamente o óleo da EPASA. Então nós temos um aumento de receita na geradora, conforme a gente havia colocado na geração convencional, dentre eles a própria EPASA, mas temos o custo do combustível de 73 milhões e que justifica dois terços da variação das despesas de PMSO.

Tivemos aqui também uma variação da área de serviços, de PMSO de serviços de R\$ 13 milhões, o terceiro item, porque tivemos aumento de volume das operações a serviço; e tivemos aumento de despesas com pessoal de R\$ 25 milhões no conjunto do grupo, lembrando que nós tivemos dissídio coletivo em

junho com aumento da ordem de 7% e nas demais empresas tivemos isso em novembro passado, então RGE por exemplo, uma das maiores, e nós estamos tendo aumentos de dissídio entre 6% e 7%, então essa avaliação de pessoal importante.

Tivemos uma pequena redução nos nossos dispêndios com entidade privada, de previdência privada de R\$ 8 milhões.

Na verdade então findos esses movimentos crescemos em 2% o nosso Ebitda. Teria sido melhor se não tivéssemos tido GSF mas de alguma maneira estamos satisfeitos com o crescimento real das nossas operações e ele potencialmente é maior no momento em que tivermos sistema estável.

Na página 16 temos uma avaliação mais criteriosa dos nossos custos gerenciáveis como fazemos sempre, é algo importante na companhia. Olhando os últimos doze meses em valores nominais tivemos um crescimento de praticamente 80 milhões comparado ao final de 2013 de 1.353 para 1.433 e mesmo em termos reais tivemos um crescimento da ordem de R\$ 35 milhões nessa avaliação.

É importante olhar que nós estamos fazendo esse trabalho desde 2011 e isso corresponde a uma queda em termos reais de 12% (já foi de 14,8) e a diferença desses 2% é exatamente dos aumentos de salário que tivemos. Mas no prazo onde nós estamos com OBZ, etc., uma redução de 9% em pessoal ou 60 milhões e de 14% em MSO ou 135 milhões totalizando estes 198.

Finda essa análise vamos então agora à avaliação do lucro líquido na página 17. Pelo mesmo critério nós estamos aprofundando o lucro líquido vindo de R\$ 237 milhões no segundo tri gerencial contra R\$ 255 milhões, ou seja, um crescimento de 7,5.

O primeiro elemento dessa variação é o Ebitda em que acabamos de apontar um crescimento de 2%; o segundo é uma melhora do nosso resultado financeiro líquido que é negativo, é menos negativo: aqui em primeiro lugar pelo aumento líquido das atualizações monetárias e cambiais ligadas à própria avaliação das concessões (37 milhões), aumento de UBP principalmente de 9 milhões; e um aumento líquido do encargo de dívidas no total de R\$ 20 milhões.

Finalmente temos aqui o terceiro elemento que é o aumento da depreciação e amortização. Estamos com novos empreendimentos de geração mais notadamente na Renováveis justificando em grande medida esse aumento de valor; e imposto de renda e contribuição social em R\$ 15 milhões pelo aumento da base de tributação.

Lembramos de novo, serve para isso, para mostrar uma variação importante no CDI de 7% no passado para mais de 10 neste ano e da relação cambial lembrando que nos apontamentos de compra de Itaipu na parte financeira se incorpora aqui ao resultado financeiro.

Nós vemos agora na página 18 só um balanço desse primeiro semestre deste ano contra o primeiro semestre do ano passado já com dados ajustados conforme as observações abaixo e ajustados principalmente pela variação de ativos e passivos regulatórios para a gente ter um raio-x das nossas atividades neste momento.

Então falamos aqui de forma gerencial crescemos 9,6% CPFL Energia na receita; 1,2% no nosso Ebitda e uma queda de 2,4% no lucro líquido da companhia na comparação do primeiro semestre deste ano contra o ano passado.

E a participação no grupo, nos nossos negócios, findo o processo de revisão tarifária menor, ligeiramente menor participação da distribuição com 48%; 44 agora com geração convencional e Renováveis e 7% da atividade de comercialização e serviços.

Aí olhando os três segmentos primeiro o crescimento da distribuidora na receita de 8,7; queda no Ebitda de 17,5; as revisões tarifárias e então a receita cresce porque o mercado melhora e por causa do mix o mercado que melhora e a queda é decorrente das duas principais distribuidoras do grupo (CPFL Paulista e RGE) que tiveram revisão tarifária no segundo tri no ano passado e que agora gente vê o resultado inteiro de 17,5%; e o lucro caindo 24.

Nós entendemos que aumento de produtividade, melhor redução de custos são agendas que nós temos de forma permanente e vão nos ajudar a retomar essa perspectiva de resultado na distribuidora.

Do outro lado na geração convencional e Renováveis crescimento de 36% na receita - tem a estratégia de sazonalização e tem a entrada em operação de empreendimentos; o Ebitda crescendo o 16,5%; o lucro crescendo 15,2% e lembrando também que os financiamentos da geradoras são financiamentos mais lastreados em TJLP mais um spread e portanto não têm variações relevantes quando há aumento da taxa de juro.

Então esses dois pontos justificam um êxito na área de geração.

E na área de comercialização lembrando que no ano passado no segundo tri era um trimestre que teve pouquíssimo movimento na área de comercialização, um mercado ilíquido quando começamos a ter os problemas aquele aumento do preço do spot, a perspectiva que tínhamos um novo instrumento que foi utilizado a partir

de agosto do SEVAR para precificar mais adequadamente, então a comparação não é nem muito justa mas tivemos pouco movimento no ano passado e tivemos muito movimento neste ano.

Então a queda de volume é percebida, R\$ 1 bilhão de faturamento, queda de 2%; mas uma melhora expressiva no resultado: já são 147 milhões de Ebitda na comercializadora e 98 milhões no lucro então isso se deve sem dúvida nenhuma à capacidade estratégica de gerenciamento do grupo da CPFL Brasil.

Como decorrência desse resultado na página 19 nós temos a avaliação do endividamento, ou seja, chegamos a uma dívida líquida de 13,2 bilhões com Ebitda ajustado em 3,828 e então o ratio net debt/Ebitda é 3,45, uma queda e a gente vê caindo nos últimos dois trimestres.

O valor da dívida eu acho que o destaque aqui é a dívida real, o custo da dívida real caindo de 3 para 2,9 no trimestre embora subindo nominalmente e a composição dessa dívida praticamente não se altera em relação ao trimestre anterior: era 70% em CDI e 21% em TJ mais 6% também com o BNDES que é precificado em PSI tornando então 27%, os de mais 3 relativos à dívida com o fundo de pensão.

A situação robusta de caixa da companhia pode ser vista na página 20. Fechamos o trimestre com algo superior a R\$ 4,5 bilhões no caixa. Isso cobre, a cobertura do caixa é de 1,5x amortizações de curto prazo nos próximos doze meses, bastante equilibrada como pode ser visto nesse chart e com prazo médio de dívida próximo de 4 anos, no curto prazo apenas 17% dessa dívida.

Finalmente vamos para as páginas 21 e 22 falar dos empreendimentos de geração, dos empreendimentos que estão em construção na Renováveis. Começamos dois mais fortemente neste semestre: Campo dos Ventos e São Benedito, dois parques, dois conjuntos de parques na verdade somando 230 MW de capacidade instalada. Esses parques estão... firmamos agora nesse trimestre contrato para o fornecimento dos aerogeradores, projetos executivos e elaboração. Devemos entrar com esses parques em operação no começo de 2016.

E ganhamos no final do ano o complexo Pedra Cheirosa. É para entrada em operação em 2018, também estamos na fase de negociação do contrato de fornecimento dos aerogeradores lembrando que esse parque nós ganhamos num leilão A-5 ao preço de R\$ 125/MWh até 2037.

Falar na página 22 sobre a entrada em operação do complexo Macacos, último que estava em construção. Então esse complexo são 78 MW instalados, 37,5

médios. Ele tem um PPA até 2033 no valor atual de R\$ 161,50/MWh e esse parque deve nos trazer uma receita superior a R\$ 52 milhões anualmente.

Por fim as últimas 2 páginas relativas primeiro ao desempenho das ações. Tivemos um desempenho superior ao IEE e ao Ibovespa e também na mesma comparação nos Estados Unidos com 9,8% de crescimento nesse primeiro semestre no Brasil, 16% em Nova York.

E é destaque o aumento de volume e o aumento do número de negócios: então chegamos a um volume da ordem de R\$ 42 milhões diariamente com 5.800 negócios presentes nos principais índices da bolsa.

Só fechar a apresentação então com um reconhecimento importante da Companhia Paulista nas Maiores e Melhores da Exame e o conjunto de prêmios da ABRADÉE - associação brasileira de distribuidores relativos à gestão operacional e econômico-financeira com destaque aqui à RGE sendo reconhecida a melhor concessionária da região sul.

Eram essas as observações e eu junto com minha equipe estamos à disposição para perguntas. Muito obrigado.

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

**Operadora:** Senhoras e senhores iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta por favor digitem asterisco um e para retirar a sua pergunta da lista digitem asterisco dois. Com licença, lembrando que para fazer uma pergunta basta digitar asterisco um.

Nossa primeira pergunta vem de Carlos Herrera, UBS.

**Sr. Carlos Herrera:** Oi bom dia. Eu gostaria de ter alguma ideia se vocês pudessem nos dar sobre a execução do Capex no ano, porque a gente viu que vocês reiteraram o guidance de 1.400 milhões mas até agora só tem executado uns 520. Vocês podiam dar mais alguma cor do que sobre isso por favor?

**Sr. Wilson:** Carlos obrigado pela pergunta. Eu vou passar a palavra para o Eduardo e ele vai detalhar um pouco desse Capex.

**Sr. Eduardo Takeiti:** Carlos bom dia é Eduardo que está falando. De fato a gente anunciou no final do ano passado um Capex com a participação equivalente de CPFL Energia, da controladora, de 1,4 bilhões. Nós realizamos cerca de R\$ 500

milhões. Esse Capex a gente está avaliando obviamente. Tem um fechamento de base principalmente na Piratininga que começa já a sinalizar para o ano que vem a entrada no ciclo então a gente está começando a avaliar agora para o segundo semestre como é que a gente vai, a nossa estratégia principalmente para a conclusão do Capex da Piratininga.

Para as demais, RGE e CPFL Paulista, como os ciclos delas se concluem somente em 2018 a gente tem tempo para fazer ainda uma recuperação de Capex. Mas por enquanto ainda não temos nenhuma revisão daqueles 1,4 bilhões que nós já anunciamos. Não temos nenhuma revisão deste momento de um número menor ok?

**Sr. Wilson:** eu acho que seria importante colocar para vocês que obviamente nós em função do chamado estresse financeiro que a gente acabou tendo ao longo do ano, carregamento de CVA importante para o risco hidrológico, GSF, etc., nós estamos sendo bastante prudentes em relação a isso mas não estamos modificando em nenhum momento o valor que nós vamos aportar a cada uma das distribuidoras.

Então evidentemente o próprio mercado caindo 3%, 4% a gente tem obviamente uma pressão menor para o ritmo dos investimentos; mas os investimentos que vão compor a base de cada uma das distribuidoras estão preservados.

Podemos ter aqui um ajuste temporal muito pequeno, nós estamos falando de 2,3 meses de atraso que estão obviamente ligados de um lado à prudência na gestão do caixa da companhia e do outro lado obviamente a uma pressão menor em torno do prazo de conclusão de algumas estações, etc., relacionados a volume de demanda que está nos permitindo ter essa gestão em termos temporais.

Mas ela é pequena. Os investimentos previstos para o ciclo de cinco anos como a gente costuma colocar estão absolutamente preservados e especialmente naquelas concessionárias como o Eduardo colocou a Piratininga que nós estamos fechando a base no segundo semestre estão integralmente mantidos.

**Sr. Carlos:** muito obrigado.

**Operadora:** com licença, nossa próxima pergunta vem de Pedro Manfredini, Credit Suisse.

**Sr. Pedro Manfredini:** oi boa tarde Wilson, boa tarde Takeiti, obrigado pelo call. Eu queria perguntar para você, Wilson, como é que vocês estão vendo na CPFL com todos esses aumentos de tarifas que a gente tem tido nos últimos reajustes das distribuidoras como é que vocês têm sentido, como é que vocês podem imaginar uma mudança do padrão de consumo?



Você acha que você vai ter um efeito em demanda do consumidor final por conta desses aumentos que chegam em algumas situações a acima de 20% sabendo que ano que vem a gente tem algumas tarifas represadas e tudo mais se vocês esperam alguma mudança nesse padrão.

E não só em consumo mas também em perda. Eu sei que vocês também têm pouco problema com a perda, mas olhando o panorama geral vocês acham que essa mudança, esse aumento da tarifa pode ter algum impacto em perda também? Essa é a primeira pergunta.

A segunda pergunta se você me permite é na questão da sazonalização. Se você puder abrir um pouquinho mais para gente só que foi sazonalizado nesse primeiro semestre e o que seria de repente uma ideia de exposição, imagino eu, para o segundo semestre - me corrija se eu estiver errado - uma exposição, você vai estar comprador no segundo semestre e se você estiver mesmo comprador se você de alguma forma já mitigou essa compra com contratos bilaterais de compra de energia. Obrigado.

**Sr. Wilson:** com relação à primeira pergunta relativa a mercado de indústria e especialmente o tema das perdas nós estamos neste momento avaliando para fim de plurianual esse tema ligado ao volume de mercado. Nós temos sim expectativa de que esses aumentos de tarifas devam ter algum tipo de impacto em termos de volume de mercado, mas é importante destacar para você que não temos nenhum número fechado ainda e especialmente porque nós conseguimos ver prospectivamente esse mercado na medida que tenhamos por parte das indústrias manifestações de interesse em redução da sua demanda contratada.

Esse evento nesse primeiro semestre não ocorreu. Não é absolutamente nada digno de nota, então nesse primeiro momento nós obviamente estamos trabalhando avaliando esse tipo de evento - eu não vou dizer que é surpreendente - mas ele não está ocorrendo, não ocorreu em valores dignos de nota.

Mas nós deveremos ter, a gente sempre fecha nosso orçamento no final do terceiro trimestre e talvez no próximo semestre a gente possa dar uma ideia melhor a vocês.

Do outro lado no que diz respeito a perdas aqui tem um aspecto importante: você sabe que a companhia já é uma companhia bastante efetiva no tema de perdas e no aspecto que você está demonstrando a gente está bastante blindado. A companhia acabou de inaugurar o seu centro de telesupervisão de medidores. Todos os consumidores do grupo A, todas as indústrias e os grandes comércios estão hoje começando com uma Rede Mesh que nós instalamos.

Somos a primeira concessionária que tem isso e onde a gente faz monitoramento em tempo real para que a gente não tenha nenhum tipo de evento relativo a perdas principalmente porque a gente consegue fazer esse monitoramento em mais de 21.000 consumidores hoje em tempo real. Então nós não esperamos nenhum tipo de downside por conta de perdas, pelo contrário; nós estamos bastante robustos nisso.

E só lembrando - e talvez isso justifique um pouco desse não movimento das indústrias - no começo do ano passado todas as indústrias tiveram reduções da ordem de 20%, de 25% nas suas tarifas. Todas elas também tiveram efeitos tarifários positivos das revisões tarifárias que nós apontamos aqui que tiraram praticamente 17% no Ebitda das distribuidoras. São dois movimentos que beneficiaram a indústria e apenas um movimento que é recente de aumentos de tarifas que no caso CPFL Paulista... da RGE chegou a 21% mas que no caso da Paulista foi inferior a isso também.

Então isso provavelmente justifica a manutenção das demandas e dos consumos, embora ligeiramente abaixo como mostrei, principalmente na parte livre. Você observou que a TUSD que caiu o volume. Não temos uma expectativa de uma alteração profunda desse comportamento e não temos nenhum elemento objetivo - e o principal seria o pedido de redução de carga - apontados nas nossas distribuidoras com plena capacidade de gerenciar perdas em função do sistema de telesupervisão, de medição que nós recentemente implantamos.

Com relação agora ao tema da sazonalização eu vou passar a palavra à Karen que é a presidente da CPFL Geração, para que ela possa detalhar um pouco melhor esse ponto.

**Sra. Karen:** Olá bom dia a todos. Com relação à sazonalização dos contratos da CPFL Geração a gente fez uma sazonalização realmente positiva no primeiro semestre e no segundo semestre a composição já está travada com ganho no ano.

E com relação agora ao segundo semestre a expectativa é de um efeito negativo advindo do GSF. Existe uma expectativa dele ter um efeito maior e aí impacta todos os geradores de forma proporcional ao seu tamanho no segundo semestre. Então só para a gente fechar a sazonalização de contratos muito assertiva e com a posição já travada para o segundo semestre com ganho no ano.

**Sr. Wilson:** eu acho que só em complemento ao que a Karen colocou eu acho que tem dois elementos principais aqui que a gente deve considerar diferenciadores porque mesmo que o comportamento seja semelhante aos geradores no caso da CPFL ele é ligeiramente diferente por dois eventos:

O primeiro evento é porque a nossa maior posição que seria a posição de Serra da Mesa ela não tem esse risco fruto do contato que fizemos e anunciamos no segundo tri para vocês. Então não temos o risco de GSF na nossa maior participação de geração hidráulica.

O segundo é porque você sabe também que o GSF é utilizado sob o ponto de vista da contabilização na própria região onde as concessionárias, as geradoras estão, e no caso específico de CPFL as geradoras estão todas, no segundo semestre, estão concentradas no sul: basicamente Barra Grande, Campos Novos, Ceran e Foz do Chapecó e nós entramos liquidamos no GSF na posição do sul que tem sido, sob o ponto de vista... não é de forma geral mas já no mês passado nós tivemos um PLD do sul mais baixo que na média brasileira.

Então tem esses dois upsides dentro do downside generalizado.

**Sr. Pedro:** excelente tá bom, obrigado que as respostas.

**Operadora:** nossa próxima pergunta vem de Carolina Carneiro, Santander.

**Sra. Carolina Carneiro:** bom dia a todos. Eu tenho uma pergunta só: a gente viu alguns agentes fechando alguns contratos já significativos em termos de quantidade para 3,4 anos para nível médio de preço na faixa de R\$ 150/MWh, então eu queria que vocês comentassem um pouquinho se vocês acham que esse tipo de nível de preço é sustentável e se vocês têm observado esse tipo de liquidez também dentro do mercado de Renováveis, se vocês sentem algum apetite de contrato de indústria para esse tipo de preço também vindo de fonte renovável. É isso, obrigada.

**Sr. Wilson:** Carolina obrigado pela pergunta. Eu vou passar ao Fábio Zanfelize que é presidente da CPFL Brasil para que ele faça comentários em cima da sua pergunta.

**Sr. Fábio Zanfelize:** Carolina bom dia, boa tarde na verdade, já passamos do meio-dia. Carolina realmente nós temos observado uma extensão do prazo dos contratos principalmente na compra de energia, o que a gente não tinha observado até então. No ano passado, atrasado, os consumidores eles estavam na verdade propensos a fechar mais contratos de curto prazo e o que nós temos observado agora é que eles estão fazendo a opção realmente pelo contrato de mais longo prazo de três a cinco anos.

Obviamente existe como você comentou uma questão em 2015 de liquidez por conta de uma expectativa talvez que o cenário ainda fique um pouco complicado em função da retomada do armazenamento dos reservatórios e obviamente isso pressiona o mercado livre.

Nós não enxergamos problema de liquidez de lastro; nós vemos realmente uma questão de incerteza com relação às condições de sistema, então obviamente o mercado livre para quem já opera a um preço um pouco maior mas esses preços eles já se diluem ao longo dos demais anos.

É fato que o patamar de preços do mercado livre mudou e aumentou um pouco em relação à expectativa anterior e isso tem-se observado tanto na compra como na venda de energia, e obviamente de novo a gente força o alongamento dos contratos.

A gente acredita que os preços para os consumidores obviamente eles vão, alguns deles já estão fechando suas operações, alguns consumidores que em 2014 eles talvez esperaram a definição no cenário eles já estão atuando de forma preventiva fechando seus contratos com mais longo prazo como a gente comentou.

**Sr. Wilson:** eu acho que só para reforçar a posição do Fábio destacar aqui no caso específico de CPFL a gente se focou na área de comercialização tentando olhar esse mercado de consumidores especiais, aqueles que vão se utilizar de lastro de energia alternativa renovável, e a gente obviamente tomou, o próprio empreendimento que eu coloquei de São Benedito e Campo dos Ventos são empreendimentos onde o tomador desse volume é a CPFL Brasil então já montando uma posição de energia renovável de longo prazo e então ela se beneficia naturalmente como fornecedor de volumes de longo prazo, esse é um ponto.

E aí sem dúvida nenhuma, em que pese eu ter colocado anteriormente que nós tivemos reduções no preço da energia nos últimos dois anos, a verdade é que também ela está subindo - e a gente reportou os aumentos da Paulista e da RGE - e ainda há um valor a ser repassado fruto dessa conta ACR e da CDE do ano passado.

Então evidentemente isso vai aumentar a competitividade do mercado livre na área especial onde a CPFL está se posicionado muito positivamente para tirar benefício desse mercado.

**Sra. Carolina:** tá certo obrigada.

**Operadora:** nossa próxima pergunta vem de Henrique Peretti, Banco JP Morgan.

**Sr. Henrique Peretti:** alô boa tarde a todos. Wilson eu tenho duas perguntas, a primeira é um follow up da pergunta do Pedro, se você pudesse traçar um patamar de GSF para o mês de agosto, setembro e até o final do ano a queda do consumo tem ampliado o déficit de geração, se você poderia dar um número para gente.

A segunda pergunta é sobre a renovação das concessões de distribuição. A gente sabe que a agenda do setor está hoje toda tomada por conta da situação dos reservatórios, da ajuda às distribuidoras, e a Aneel também está muito ocupada com o quarto ciclo de revisão tarifária.

Você tem alguma novidade sobre a renovação das concessões ou isso deve ficar mesmo para o ano que vem? E aí a minha pergunta é a gente deve esperar que a Aneel faça isso de forma transparente e em seis meses conclua todo o processo ou isso atrasa ou também vai ser feito igual foi feito a MP 579, às pressas, sem atender o mercado, sem muito disclosure, sem muita transparência? Obrigado.

**Sr. Wilson:** com relação a GSF deixa eu passar a Karen. Karen por favor.

**Sra. Karen:** a nossa expectativa é um GSF de fato maior. Poderá chegar em torno de 10% no segundo semestre, média do segundo semestre, o que daria um GSF no ano de 7,5 até quase 8%. Essa é expectativa.

**Sr. Wilson:** bom, e com relação ao que você perguntou em relação à renovação das concessões eu acho que você tem razão. A agenda da Aneel está tomada em relação seja ao processo do segundo ciclo, o quarto ciclo, seja essas discussões de reparos regulatórios e eu acredito que só vai sair de fato no começo do ano que vem.

Eu não vejo que esse processo vai ser surpreendente, nada disso. Todas as interações que nós temos com regulador são no sentido de que será um processo tranquilo. A renovação é praticamente certa a não ser que as concessionárias, objeto dessa renovação, tenham algum tipo de comprometimento financeiro. Isso vai gerar um processo, uma oportunidade de eventual consolidação.

Mas eu não creio sinceramente que a gente tenha ou surpresa, isso não seria previsto, isso dificultaria esse processo, e garanto que será absolutamente transparente e tempestivo.

**Sr. Henrique:** tá ótimo obrigado.

**Operadora:** nossa próxima pergunta vem de Sergio Tamashiro, Safra.

**Sr. Sergio Tamashiro:** Boa tarde a todos. Wilson, ultimamente vocês vêm fazendo apresentações que estão pautadas que nós estamos tendo crescimento de capacidade instalada, ou seja, parece que o sistema é robusto; mas a gente acaba havendo todo o ano que temos um risco hidrológico e esse ano eu acho que ficou mais acentuado. Mas também tivemos em 2010, 2012 em 2013, ou seja, sempre tivemos esse risco hidrológico mas na hora acabava chovendo sempre.

Então a minha pergunta acaba ficando será que existe a capacidade instalada e será que então a energia assegurada não está sobre-estimada? O que fazer então nesse caso? Quais são as propostas de vocês?

E a segunda pergunta é agora com a aproximação do cenário eleitoral quais são as principais bandeiras que você como geradora, distribuidora, comercializadora vocês estão levando os principais candidatos? Quais são as principais propostas para mudanças, aprimoramento para o setor?

**Sr. Wilson:** bom Sergio obrigado pelas perguntas, não são fáceis de responder. Eu vou começar pelas bandeiras. Obviamente o tema que a gente têm colocado especialmente como um grande distribuidor é aquilo que a gente tem defendido independente da própria eleição, ou seja, nós entendemos que há um espaço importante para que o processo seja o mais transparente e reproduzível possível por conta dos agentes onde haja um nível menor de discricionariedade do regulador.

A discricionariedade deve ser feita, eu diria assim, em elementos onde a reprodução matemática metodológica encontre dificuldades de ocorrer. Então eu diria começando pelo tema do WACC que a gente tem observado que há espaço. O regulador lá atrás fez especialmente no último movimento retirou risco regulatório, retirou o risco cambial, modificou o tema das chamadas mediana e média que nós acreditamos serem inadequados.

No caso da escolha por mediana e não de média por que o distribuidor, diferentemente dos geradores e de transmissor ele investe diariamente; ele não investe em um evento de um ano e pode evitar, por exemplo, fazer o investimento num ano onde você tenha uma variação de juros ou de câmbio muito grande.

Então é incompatível utilizar no caso do distribuidor que investe diariamente mediana porque a gente se sujeita à média de todo o período.

Do outro lado como eu falei os temas tanto no disco regulatório quanto do risco cambial tiram consistência do processo na medida em que eles foram... eu duvido que se eles estivessem diminuindo o WACC eles teriam sido retirados. Então evidentemente aqui há uma discussão importante com o regulador para que ele venha a ser recomposto.

Do outro lado é fundamental também que você tenha um procedimento mais transparente no que diz respeito à avaliação das bases de remuneração de ativos. Vocês sabem, tem alguns agentes que tiveram glosas importantes e a glosa, seja porque - eventualmente na fiscalização não encontrou - mas seja porque "olha, meu critério simplificada de contabilização de COM e CA ele não encontra paralelo

na tua base, ele não reconhece o que você objetivamente fez”, ele tem um problema porque na medida que você tira isso ou que também não considerou aquilo "olha, não era considerado investimento, deveria ser despesa".

Então qualquer glosa que tenha um desses três elementos aquele recurso saiu do caixa da companhia e ele deveria no mínimo ser objeto de consideração como despesa, teria inclusive o tema fiscal por conta disso. Então nós também entendemos que há aperfeiçoamentos importantes a fazer na avaliação de base para que ela seja a ainda mais robusta.

E finalmente dentro de uma forma muito geral eu acho que o pressuposto de por exemplo outras receitas, de compartilhamentos ou mesmo de trajetórias de perdas, etc., que nós entendemos que deveriam ser objeto de um aprofundamento.

Outras receitas por razões óbvias, elas serão parte do processo de privatização, estavam lá e do outro lado como eu falei algumas intenções de redução de perdas, DEC/FEC, alguns processos que nós entendemos na modelagem matemática eles têm um  $r^2$  na área normal, da curva normal positivo mas ele obviamente como todo processo nas pontas - inclusive na ponta dos melhores - o  $r^2$  não é o mesmo, então ali você deveria ter sim um processo discricionário para preservar... a gente está encontrando, tivemos aqui, fomos vítima de um desses processos onde nós já temos a menor perda do setor e estávamos indicando uma perda matematicamente ainda menor do que a gente tinha.

Então nesse caso você tem que ter discricionariedade para preservar o que já se conseguiu e para não induzir a companhia num sinal de perdas absurdo a um investimento que é impagável. Então eu diria no campo da distribuição é isso.

No campo da geração eu acho que há aperfeiçoamentos a fazer. Eu não conseguiria detalhar todos aqui, mas é bem verdade que a gente está tendo um deslocamento de... esse GSF está sendo maior no caso dos geradores hidráulicos por um conjunto de critérios de despacho que alguns são corretos: então o GSF porque você teve despacho de termelétrica na ordem de mérito não há o que falar; agora fora da ordem de mérito há o que questionar.

Então existe um conjunto de aperfeiçoamentos que nós estamos de uma forma coletiva discutindo nas nossas associações e que brevemente a gente vai poder colocar a vocês. Mas eu entendo que há aperfeiçoamentos a fazer e eu tenho sentido de todos os candidatos com um interesse genuíno de conhecer propostas. Ninguém tem interesse em manter um estado de estresse como a gente está vivendo.

Também é importante reconhecer, Sergio, que nós estamos vivendo um momento muito atípico: de um lado você teve 1/4 da geração objeto da renovação de concessão que não se submeteu, não se dispôs a participar dos leilões A-1 e A-0, e eu não estou nem questionando a decisão de ter aderido ou não; o fato é que ela é atípica.

Não é previsto que a gente tenha ... esse processo de renovação de concessão acontece a cada vinte anos e nesse volume aqui e eu acho que só nesse momento de 2015. Então há uma atipicidade.

E segundo que ela veio, infelizmente ela veio junto com um dos piores momentos de hidraulicidade, então também não se pode tomar... com isso quero dizer o seguinte: é raríssimo que você vá pegar distribuidoras que estejam todas elas expostas e todas elas com uma demanda de despacho de termelétricas desse tamanho.

Se a gente não reconhecer que trata-se de um momento raro, até atípico, você vai dar remédio para coisas que não vão acontecer para frente. Então aqui o cuidado, seja nas nossas interações com os nossos pares na área de distribuição, na área de geração, na área de comercialização, para não querer dar remédio para uma coisa que na verdade não deveria acontecer ou não deve acontecer com uma frequência que acabou acontecendo para nós.

Então eu acho que o momento inspira ajustes, contribuições para o equilíbrio dos agentes que é a condição melhor para que os investimentos ocorram para que a energia, o excesso de oferta por grande confiabilidade possa ser mais barata.

**Sr. Sergio:** certo.

**Sr. Wilson:** Sergio eu acabei esquecendo de falar das bandeiras. Uma coisa que também acho importante aqui é o seguinte: é falar um pouco da bandeira tarifária e eu acabei esquecendo de fazer essa observação.

Na verdade como você pôde observar uma parte da solução está com a reação que o mercado pode trazer. Para além da oferta que você possa adicionar tem a função do mercado propriamente dita, e essa ação que tivemos no ano passado com CDE e esse ano com ACR ela ocorre porque nós não temos um instrumento de sensibilização do consumidor no momento em que um evento atípico como esse ocorreu.

A forma de fazer... e você viu a indústria reagiu na direção correta porque isso foi sensível a preço e a carga diminuiu e isso restabelece o reservatório. Mas o mercado cativo não, porque o mercado cativo não tem um sinal de preço no momento em que a situação atípica está ocorrendo. Então aqui é importante para



reforço que a gente tivesse um sinal de atipicidade tarifária até porque não vai ser permanente, ele vai ocorrer no momento em que o despacho exagerado ou mais caro de termelétrica ocorrer.

Então aí é fundamental para qualquer um deles que a gente tenha esse sinal tarifário. Então eu acho que aqui um dos aperfeiçoamentos que nós temos feito para que a banda tarifária, ou seja, um aumento de tarifa temporário enquanto houver o despacho de termelétrica possa ser um instrumento de liquidez a ser aferida pelas concessionárias e manter a liquidez do sistema onerando o consumidor que vai poder reagir reduzindo seu consumo, racionalizando o seu consumo sempre que tiver esse sinal - e só quando ele tiver esse sinal.

**Sr. Sergio:** e aí eu não sei se você está falando que hoje não existe aquela minha estimativa, aquela minha percepção de sobre-capacidade, sobre-estimava da energia assegurada? É mais uma atipicidade agora climatológica?

**Sr. Wilson:** é o que eu entendo sim.

**Sr. Sergio:** ok obrigado.

**Operadora:** com licença, nossa próxima pergunta vem de Pedro Manfredini, Credit Suisse.

**Sr. Pedro Manfredini:** oi Wilson, de novo fazer duas perguntinhas só para finalizar do meu lado. Primeiro a gente está acostumado a ver sempre pagamento de dividendo no segundo semestre da CPFL. Teve alguma coisa, vocês estão esperando o desembolso dos 6 bi, 6,6 bi que o governo prometeu de ajuda às distribuidoras? É isso que está impedindo o anúncio de algum dividendo agora ou vocês pretendem fazer algum anúncio no curto prazo?

E eu só queria ter a percepção de vocês como é que está no ponto de vista de distribuidora a conversa com os agentes para o A-1 do final do ano. Eu entendo que você vai precisar, as distribuidoras vão precisar recontratar uma boa parte da capacidade no leilão de energia velha e eu só queria entender como é que estão as conversas para esse leilão só para a gente não ter o mesmo problema que a gente teve no passado. Obrigado.

**Sr. Wilson:** muito bem Pedro. Com relação ao pagamento de dividendos você tem razão, a gente sempre faz esse anúncio. Nós não tivemos a menor condição de apreciar isso com o conselho nesse semestre até porque como eu falei nós tivemos o sinal da possibilidade de contabilização de uma forma definitiva pelo IBRACON na segunda-feira, então isso vai ser objeto da análise do nosso conselho na próxima reunião e na sequência a gente faz o anúncio.

Bom, com relação ao tema da A-1 eu vou passar a palavra ao Fábio e ele vai poder te colocar um pouco mais esse tema.

**Sr. Fábio:** Pedro com relação a A-1 a nossa avaliação a gente está olhando muito o que vai entrar de renovação, a energia das quotas com renovação das concessões. Na nossa avaliação praticamente o que entra de quotas é suficiente para cobrir a necessidade das distribuidoras a partir de 2015. Nós só estamos avaliando internamente a questão de uma parte entra já em janeiro que é a energia de São Simão em torno de 1.400 MW médios a partir de janeiro e o restante entram a partir do meio do ano.

Então existe aí uma necessidade no primeiro semestre e a gente está avaliando qual sugestão inclusive a gente vai fazer para discutir essa questão do A-1 para resolver essa questão do primeiro semestre. De qualquer forma a nossa visão, ressaltando, eu acho que as cotas cobrem toda a necessidade da distribuidora no ano de 2015.

**Sr. Pedro:** perfeito obrigado.

**Operadora:** encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Wilson Ferreira Jr. para as considerações finais.

**Sr. Wilson:** muito bem. Eu novamente queria agradecer a atenção de vocês a essa conferência. Novamente colocar que acho que temos desafios a endereçar para frente. O momento correto há um conjunto de ajustes em discussão, como eu falei, no tema das distribuidoras por conta da... do processo transparente no quarto ciclo de revisões nós acreditamos que vamos ter uma interação positiva com regulador no aperfeiçoamento de regras que possam dar o máximo de transparência, de reprodutibilidade. Isso é que é fundamental para que os investimentos de fato ocorram.

Nós reconhecemos que o momento nos últimos dois anos, por conta dessa atipicidade que eu falei seja do momento de contratação, da exposição involuntária, quanto do despacho de térmicas requeira ainda um conjunto de melhoramentos seja para onerar adequadamente a geradora que foi deslocada por uma geração por ordem de mérito seja para do outro lado ter uma sinalização adequada a mercado, a todo o mercado e não só o livre, de que nós estamos vivendo um momento atípico, que os preços estão mais altos e que o mercado tem a oportunidade de se hedgear ou de enfim reagir com redução de consumo na proporção do que o preço possa lhe impactar. Eu acho que esse é o segundo ponto.

Mas nós de maneira geral estamos colocando a vocês e compartilhando que sob o ponto de vista do risco deste ano, do risco de uma redução compulsória de consumo, que ele não tem mais razão de ocorrer. Eu acho que as próprias instituições que costumam se manifestar sobre isso estão alinhadas e então eu acho que temos aqui um momento desafiador - mas não é situação de risco - de que esse processo só se equaliza na medida que você tenha as regras que onerem adequadamente os agentes pelo seus movimentos mas que especialmente estimulem o investimento.

Eu acho que o Brasil vive, e aí só fazendo referência ao que o próprio Sergio colocou, nós estamos num momento importante de disputa eleitoral onde como nós tivemos oportunidade de mostrar grande parte dos nossos desafios enquanto brasileiros se resolve com investimento em infraestrutura, investimento muito mais robusto do que aquele que vem sendo verificado.

O Brasil tem um conjunto de carências que podem atrair capital e a gente precisa. Talvez o setor de energia que seja aquele que atraiu mais capital, mais agentes de dentro e fora, possa ser utilizado como uma vitrine para que a gente possa atrair para os demais setores da infraestrutura.

É por isso que eu sou otimista de que o governo, seja qual for ele, terá um cuidado especial em particular nesses próximos movimentos, para que o exemplo do setor elétrico, da própria recuperação do setor elétrico nesse momento mais difícil atraindo capital, tendo realidade tarifária - e a gente tem que reconhecer que aumentos de 15%, 20% num ano eleitoral não são comuns e eles estão ocorrendo.

E eu queria especialmente colocar para vocês que a decisão de não onerar o consumidor numa pancada e utilizar seja CDE seja ACR são instrumentos importantes de se utilizar para preservar a capacidade de crescimento, de mobilização da economia brasileira. Nós somos absolutamente favoráveis a esse movimento, participamos dele.

Então eu entendo que o momento pior já passou, mas que há construção a fazer e a CPFL em cada um dos seus segmentos, seus negócios, tem podido participar e formular os ajustes necessários para que a gente possa de novo ser um bom exemplo a ser seguido no tema da infraestrutura e inspirando investimentos nas demais áreas. Nós somos particularmente otimistas com relação aos próximos meses.

Muito obrigado de novo pela atenção de todos aqui a essa conferência.

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

---