

## **Teleconferência de Resultados do 3T14**

**25 de novembro de 2014**

### **Operador:**

Bom dia, e obrigado por aguardarem. Sejam bem vindos à teleconferência da CESP para a discussão dos resultados referentes ao terceiro trimestre de 2014.

Estão presentes a Diretoria e assessores da CESP.

Informamos que este evento está sendo gravado e todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes. Mais tarde iniciaremos a sessão de perguntas e respostas para analistas e investidores, e logo após, atenderemos às perguntas da imprensa, quando mais instruções serão fornecidas. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar “asterisco zero”. Perguntas só poderão ser feitas através do telefone.

Este evento também está sendo transmitido simultaneamente pela Internet, via webcast, podendo ser acessado no endereço [ri.cesp.com.br](http://ri.cesp.com.br), onde se encontra a respectiva apresentação. A seleção dos slides será controlada pelos senhores.

Gostaríamos de informar que esta teleconferência está sendo simultaneamente traduzida para o inglês, a fim de atender aos investidores estrangeiros da Companhia.

Informamos que os participantes que estão ouvindo o evento em inglês também poderão fazer perguntas durante a sessão de perguntas e respostas. O replay deste evento estará disponível algumas horas após o encerramento.

Antes de prosseguir, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da CESP, 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 CESP e podem conduzir a resultados que diferem materialmente daqueles expressos em tais considerações futuras.

Agora gostaríamos de passar a palavra para a Diretoria Executiva da CESP. Senhores podem prosseguir.

**Almir Martins:** Bom dia, eu sou Almir Martins, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

Quero agradecer a participação de todos na teleconferência da CESP sobre os resultados do terceiro trimestre de 2014.

Encontram-se à mesa o senhor Mituo Hirota, Diretor de Geração, o sr. Armando Shalders Neto, diretor Administrativo, o sr. Douglas Simon, gerente de Relações com Investidores e assessores.

Antes de iniciar a apresentação dos slides, quero fazer algumas observações.

Primeiro, com relação à indenização da Usina Três Irmãos, vocês sabem que ingressamos na Justiça Federal em Brasília, com ação pleiteando o recebimento de indenização pelos investimentos ainda não amortizados, em vista da reversão dos bens e instalações da Usina. Na essência, a ação argumenta que não se pode aplicar a medida provisória 579, de setembro de 2012, posteriormente convertida em lei, a uma concessão vencida originariamente quase um ano antes, em novembro de 2011. Não se aplicando a medida provisória à concessão da Usina Três Irmãos, não se poderia adotar o critério de Valor Novo de Reposição, devendo ser aplicado o que estava estabelecido desde o início nos decretos e no contrato da concessão, ou seja, que a Cesp deva ser indenizada pelo valor dos investimentos realizados e ainda não amortizados, utilizando-se a contabilidade regulatória, atualizada monetariamente, o que resulta no valor pleiteado de R\$ 6,7 bilhões. Nos autos da ação judicial, o Juízo indeferiu o pedido de antecipação de tutela requerido pela Cesp, voltado ao pagamento imediato de valor incontroverso, que monta a R\$ 1,7 bilhão.

Em 24 de outubro passado a União apresentou sua contestação e em 5 de novembro, portanto, a cerca de 20 dias atrás, a CESP apresentou réplica, aceitando o recebimento do valor incontroverso em parcelas mensais durante 7 anos e agora aguardamos a apreciação desse pedido.

Com relação à operação da Usina Três Irmãos, em 10 de setembro a TIJOÁ Participações e Investimentos S/A assinou com o Ministério de Minas e Energia o contrato de concessão para operação da Usina, pelo prazo de 30 anos, optando pelo período de 30 dias de operação assistida. Assim, desde 10 de outubro de 2014, a responsabilidade pela concessão da Usina é da TIJOÁ Participações.

Com o objetivo de viabilizar a assunção, pela TIJOÁ, da operação completa, de forma ordenada, a CESP assinou com a aquela concessionária, contrato de prestação de serviços de operação da Usina Três Irmãos e instalações associadas com prazo de duração de 6 meses, a contar do início da vigência em 10 de outubro de 2014. Portanto, em princípio, a CESP permanecerá operando a Usina Três Irmãos até o dia 7 de janeiro de 2015.

Por fim, gostaria de registrar que neste terceiro trimestre tivemos os mais críticos índices GSF, sigla do termo em inglês *Generation Scaling Factor*. O GSF indica a relação entre o montante de energia que o sistema hidrelétrico brasileiro deveria produzir (qual seja, a garantia física de todas as usinas do país), comparado com a efetiva produção hidrelétrica nacional. Como se sabe, a escassez de chuvas fez com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico buscasse preservar os reservatórios, despachando intensamente as usinas térmicas, de modo que a produção de energia de origem hidráulica ficou abaixo dos seus compromissos, onerando todos os geradores hidráulicos. No caso da CESP, mesmo com o GSF tendo atingido níveis críticos em julho, agosto e setembro, não houve necessidade da Companhia adquirir energia a preços de PLD, em virtude de dispor de energia descontratada, o que permitiu absorver os impactos do GSF, mas se refletiu em receitas mais modestas no mercado Spot neste trimestre, comparado aos primeiros trimestres deste ano.

Passo agora a palavra para o sr. Douglas Simon, para que ele possa iniciar a apresentação dos resultados.

**Douglas Simon:** Bom dia a todos, eu sou Douglas Simon, gerente de relações com investidores.

Vamos começar a apresentação pelo slide número 2.

Neste slide demonstramos que as Receitas de Energia tiveram aumento de 10,7% no terceiro trimestre de 2014, comparadas com o 3T13, alcançando R\$ 1.060 milhão.

As vendas no ACR - Ambiente de Contratação Regulada – parte cinza do gráfico atingiram R\$ 375 milhões – apresentando uma redução de cerca de R\$ 26 milhões, em relação ao terceiro trimestre de 2013, devido ao vencimento, em dezembro de 2013, de contratos com distribuidoras firmados por 8 anos, denominados produto 2006-2013 e a contratação de 500 MW médios no leilão A-1 em dezembro de 2013.

Parte desta energia descontratada no Ambiente Regulado foi recontratada no ACL - Ambiente de Contratação Livre, a preços melhores, permitindo que as receitas neste ambiente – parte vermelha do gráfico – registrassem um aumento de R\$ 78 milhões, alcançando R\$ 539 milhões.

A receita obtida na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – parcela preta do gráfico – atingiu cerca de R\$ 123 milhões. Conforme demonstrado na tabela, na parte de baixo, à esquerda, esta receita foi o resultado entre a compra de energia no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia de R\$ 11,5 milhões e a receita no mercado Spot, a preços de PLD, no montante de R\$ 134,8 milhões.

Adicionalmente este gráfico traz a Receita do Serviço de Geração da Usina Três Irmãos, no alto da coluna, em amarelo, de R\$ 22,7 milhões no 3T14 e R\$ 23,1 milhões no 3T13.

Abaixo, à direita, temos as Deduções à Receita, de R\$ 122 milhões, que foram 33,4% maiores do que no mesmo período do ano anterior, devido ao ajuste que procedemos no terceiro trimestre do ano passado, dos valores contabilizados na rubrica Reserva Global de Reversão. Desse modo, a Receita Líquida alcançou R\$ 939 milhões, incluindo o valor de Outras Receitas, sendo 8,3% superior à obtida no 3T13.

O slide 3 mostra, à esquerda, a quantidade de energia vendida em GigaWatt Hora, por segmento no terceiro trimestre de 2014 e de 2013, que registrou redução de 29,8% nas quantidades totais comercializadas, reflexo da redução da geração hídrica.

Do lado direito podemos ver que o preço médio do MegaWatt Hora vendido aumentou 26,8% quando comparamos com o 3T13, atingindo R\$ 157,47, considerando apenas as vendas em contratos no ACR e no ACL e no mercado Spot. Destacamos no slide as diferenças praticadas nos preços. Os preços médios dos contratos ficaram em R\$ 143,08, reflexo das atualizações contratuais dos preços e do vencimento de contratos antigos com preços mais baixos. Já o preço médio do Spot alcançou R\$ 496,48.

No slide 4 mostramos à esquerda, os níveis médios dos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro Oeste e à direita os Preços Médios de PLD. A linha laranja, que representa os primeiros 10 meses de 2014, indica os baixos níveis dos reservatórios em comparação com os demais anos, em decorrência da escassez de chuvas neste período. Ao final de outubro, o nível dos reservatórios atingiu 18,7%, encontrando-se atualmente com 15,5%.

Já no gráfico à direita, a linha laranja demonstra a expressiva alta do PLD a partir de fevereiro de 2014, com queda em junho e voltando a subir a partir de julho, registrando R\$ 728,95 em setembro. Adicionalmente podemos informar que os preços médios de outubro foram da ordem de R\$ 776,00 e voltaram a R\$ 822,00 nas primeiras semanas de novembro.

Na parte inferior do slide, podemos ver o PLD médio do trimestre, apurado na CCEE, passando de R\$ 182,71 no 3T13 para R\$ 676,44 no 3T14.

No slide 5, pode-se observar que as Despesas Operacionais apresentaram um aumento de 20,1% em relação ao terceiro trimestre de 2013 e somaram R\$ 531,7 milhões.

Do total das despesas, 85,5% podem ser classificadas como Não Gerenciáveis e 14,5% como Gerenciáveis.

As despesas Gerenciáveis tiveram redução de 35,8% como consequência da provisão do Programa de Incentivo à Aposentadoria contabilizada no 3T13 e os outros itens que contribuíram para esta queda foram: (i) Despesa de Pessoal em -21,5% e (ii) Serviços de Terceiros em -12,3%.

Por outro lado, houve crescimento de 40,9% das despesas Não Gerenciáveis. O fator que determinou esta elevação foi a constituição de provisão de R\$ 123,5 milhões devido ao processo trabalhista referente ao adicional de periculosidade e o aumento das despesas de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão em 15,0%, decorrente do reajuste das tarifas.

O slide 6 demonstra que o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 718 milhões, 20,1% superior ao 3T13. Nos nove meses este valor foi de R\$ 3.288 milhões.

A margem EBITDA Ajustado ficou em 76,5% no terceiro trimestre de 2014 e 83,4% no acumulado do ano. No slide pode ser visto também a composição do EBITDA Ajustado, para melhor entendimento.

No próximo slide, slide 7, vemos que o Resultado Financeiro no terceiro trimestre de 2014 foi negativo em R\$ 59 milhões, sendo 23,8% menor quando comparado com os R\$ 77 milhões negativos do 3T13.

As Receitas Financeiras somaram R\$ 84,4 milhões no 3T14, 123,8% superiores ao 3T13.

O Total das Despesas Financeiras, incluindo Encargos de Dívidas e Outras Despesas Financeiras foi de R\$ 47,7 milhões no 3T14, inferior 26,0% ao mesmo período de 2013, em função da redução do endividamento.

No trimestre, as Variações Monetárias Líquidas resultaram em R\$ 23,3 milhões negativos. As Variações Cambiais somaram R\$ 72,3 milhões negativos, refletindo a valorização de 11,3% do Dólar Americano perante o Real no terceiro trimestre de 2014, compensadas em parte, no lado das Receitas Financeiras, pela Atualização de Compra de Moeda Estrangeira no valor de R\$ 27,2 milhões, aplicada aos dólares adquiridos antecipadamente para liquidação do Bônus Série 8, que tem vencimento em janeiro de 2015.

Para melhor compreensão, do lado direito do slide pode ser visto o comportamento do dólar e as receitas e despesas cambiais nos períodos.

O slide 8 mostra que a Dívida Financeira em 30 de setembro de 2014 era de R\$ 2.707 milhões, 9,8% inferior a 31 de dezembro de 2013.

A dívida em moeda estrangeira era de US\$ 285 milhões, representando 25,8% do total da dívida da Companhia. Essa dívida em moeda estrangeira equivalia a R\$ 698 milhões.

No canto inferior direito nota-se que as disponibilidades ao final de setembro de 2014 somavam R\$ 2.447 milhões, resultando em uma Dívida Líquida, naquela data, de R\$259 milhões.

O slide 9 demonstra o perfil da dívida e seus vencimentos para os anos seguintes. Nos nove primeiros meses de 2014, já foram pagos R\$ 428 milhões, restando R\$ 169 milhões a serem liquidados no último trimestre do ano.

Em janeiro de 2015 teremos o vencimento da Série 8 das Notas de Médio Prazo, emitidas em Reais, com saldo em 30 de setembro de 2014 na ordem de R\$ 940 milhões.

A dívida pós-2015 é basicamente constituída pelo FIDC IV, com vencimentos mensais até 2017, e pelo compromisso com o BNDES, em moeda estrangeira, pagável bimensalmente até 2019.

No próximo slide, slide 10, pode-se verificar que partindo da posição do segundo trimestre de 2014 – R\$ 2.529 milhões, temos R\$ 67,6 milhões de atualização monetária e juros; reversão líquida de provisões de R\$35,8 milhões, decorrente da reclassificação de ações judiciais pelo nossos advogados; e pagamentos de R\$ 14 milhões com as ações judiciais. Em 30 de setembro de 2014 o saldo era de R\$ 2.547 milhões, variação de 0,7% em relação ao final do 2T14.

O slide seguinte, slide 11, resume os destaques desta apresentação, compreendendo os dados operacionais e financeiros do terceiro trimestre e nos nove meses de 2014, comparados aos mesmos períodos de 2013:

Aumento da Receita Operacional Líquida de 8,3% no trimestre e de 33,5% nos nove meses; aumento de 20,1% nas Despesas Operacionais no trimestre e de 3,3% nos 9M14; queda de 4,1% no Resultado do Serviço no trimestre e aumento de 56% nos nove meses; redução do Resultado Financeiro negativo de 23,8% no trimestre e de 69,8% nos nove meses; aumento de 20,1% no EBITDA Ajustado no trimestre e 45,1% nos 9M14, com margem de 76,5% no trimestre e de 83,4% no acumulado do ano; Lucro Líquido de R\$373,6 milhões, 94,7% superior ao registrado no 3T13 e R\$ 1.708 milhão nos nove meses, um aumento de 114,8%.

Desta forma, concluímos nossa apresentação. Agradecemos a participação de todos e abrimos a reunião para a seção de perguntas e respostas.

=====

**Operador:** Senhores e senhoras abriremos agora uma seção de perguntas e respostas, pra fazer uma pergunta por favor por favor, digitem “asterisco 1” (\*1). Para retirar a sua pergunta da lista, digite a tecla “sustenido” (#). Ao final das perguntas feitas aos analistas teremos um período para perguntas da imprensa. Nossa primeira pergunta vem do Sr. Sergio Tamashiro do banco Safra.

**Sergio Tamashiro:** Bem bom dia a todos, bom dia Almir, Mituo, Douglas, tem algumas perguntas aqui, mas vou ficar mais aqui focado em Três Irmãos, só pra ter um entendimento aqui, bem vocês estão fazendo o questionamento de R\$ 6,7 bilhões e agora vocês aceitaram este acordo de recebimento de R\$ 1,8 bilhão, então sobra-se um saldo de R\$ 4,9 bilhões, ou seja, vocês não precisaram fazer a quitação do valor e esse valor de R\$ 1,8 bilhão ainda sofrerá correção monetária, mais uso capital desde a época lá de dezembro de 2012?

**Almir Martins:** Bom dia Sergio.

**Sergio Tamashiro:** Bom dia.

**Almir Martins:** Na ação que a gente leva na justiça nós tivemos um entendimento do juiz de que o que seria incontroverso, além do valor, seria a forma de pagamento, então, dentro da nossa estratégia e discutido com o Conselho de Administração, nós aceitamos receber a prazo da forma como foi ofertada e isso ainda precisa ser confirmado pelo juiz, mas de qualquer maneira é um valor atualizado pela Selic, isso equivale nos 7 anos pela projeção que a gente fez em mais de R\$ 300 milhões por ano, então significaria pra nós, caso isso seja de fato concretizado lá na justiça, representaria pra nós uma entrada anual de R\$ 300 milhões, que poderia ter a destinação que o Conselho depois vier a definir. É essa a sua pergunta Sergio?

**Sergio Tamashiro:** Tá, e continua-se ainda com a pendência do saldo dos R\$ 4,9 bilhões.

**Almir Martins:** Isso, essa discussão é uma discussão longa, a gente não tem claro quanto anos isso vai tomar, mas é uma discussão longa.

**Sergio Tamashiro:** Tá, agora contabilmente, o que vai acontecer ao você aceitar esse R\$ 1,8 bilhão, vai ter que dar baixa de R\$ 600 milhões, que era o valor originário de R\$ 2,4 bilhões, o que vai acontecer com o DRE?

**Almir Martins:** Na nossa demonstração financeira nós fizemos um ajuste no ano passado, no balanço, deste ano passado, fizemos a provisão e trouxemos o valor para o montante da indenização, então já está refletido no nosso Valores a Receber, já está lá como recebível o valor que foi ofertado pelo Poder Concedente.

**Sergio Tamashiro:** Tá, tá, quer dizer, não tem impacto nenhum na DRE.

**Almir Martins:** Isto, perfeito.

**Sergio Tamashiro:** Tá, e agora então com a utilização desses recursos de R\$ 300 milhões por ano, isso é uma posição de caixa de quase R\$ 2,5 bilhões, com vencimento da Série 8 de R\$ 900 milhões, então como que está essa negociação da Série 8? Vocês vão fazer a quitação, vocês estão pensando em rolar, o que vocês vão fazer com esse excesso de caixa?

**Almir Martins:** Bom, para o Bônus da Série 8 ele será pago em janeiro de 2015, integralmente. A possibilidade de uma emissão nova depende de você ter, vislumbrar alguma oportunidade de investimento, o que não ocorre agora no momento, então esta é uma dívida cara e será paga em janeiro de 2015. Nós temos com esse saldo de caixa que você mencionou, nós temos que pagar dividendos agora no final desse mês de novembro cerca de R\$ 400 milhões de reais, R\$ 440 milhões pra ser mais correto e temos esses R\$ 900 e tanto, quase R\$ 1 bilhão que iremos desembolsar em janeiro. Esta é a nossa previsão, por enquanto, da destinação desse recurso.

**Sergio Tamashiro:** Tá, fora isso não tem uma programação de ter uma alavancagem maior para os próximos anos?

**Almir Martins:** Não, o que ocorre...

**Sergio Tamashiro:** Já considerando a receita bem menor a partir do ano que vem.

**Almir Martins:** Não, não, sim eu entendo. O que ocorre Sergio é que encontra-se em andamento na Empresa um processo de planejamento estratégico que é uma solicitação do Conselho de Administração. Como somos uma empresa estatal, você sabe que somos sujeitos àquela legislação sobre licitações e ela é bastante formal e exige o cumprimento de uma série de prazos que a gente, de fato, foi obrigado a cumprir. Na semana passada nós divulgamos, publicamos o resultado da habilitação, então, nós tivemos cerca de 11 propostas, propostas das maiores empresas aí de consultoria no país, classificamos 3 propostas e abrimos um prazo para apresentação de recursos. Aqueles que se sentirem prejudicados podem recorrer, então existe um prazo legal para o recurso, existe um prazo legal para o contra recurso, então isso ainda vai tomar um certo tempo, mas a gente acredita que a gente tenha a contratação no mês de dezembro. Esta empresa, ela terá um prazo de 5 meses pra fazer um trabalho de apontar soluções, caminhos para o Conselho de Administração poder se pautar e definir o futuro da companhia. Na verdade, nós acreditamos que por volta de março, esta empresa contratada, ela teria condições de apresentar os primeiros resultados e só aí é que o Conselho vai definir caminhos para a CESP. Então, alavancagem, novos endividamentos, ou qualquer coisa nesse sentido só será feito após esta avaliação de planejamento e a gente espera ter alguma coisa em março do ano que vem.

**Sergio Tamashiro:** Entendi, tá bom, obrigado, bom dia.

**Almir Martins:** Obrigado Sergio.

**Operador:** Lembramos que para fazer perguntas basta digitar #1. Mais uma vez, caso haja alguma pergunta basta digitar #1. Nossa próxima pergunta vem do sr. Henrique Pereti do JP Morgan.

**Henrique Pereti:** Olá boa tarde a todos, boa tarde dr. Almir, eu tenho duas perguntas, a primeira é sobre dividendos: Vocês anunciaram, até onde eu saiba, R\$ 193 milhões aí no primeiro semestre, e vocês tem alguma ideia já de qual seria o montante razoável para a gente esperar pra o final do ano? Eu sei que você não pode me falar o número, mas de acordo com o lucro que vocês provavelmente vão dar, seria um valor bem mais alto do que esse aí, acima de 25%, então se você puder me dar um pouco mais de detalhe, o quanto a gente pode esperar para o ano e quando vocês devem estar anunciando seria legal. E o segundo ponto é sobre o *Spot Price*, a ANEEL está julgando hoje o novo teto do PLD, eu queria saber se vocês tem alguma visão, ou alguma expectativa sobre isso, e aproveitando o tópico, se vocês poderiam dar um pouco mais de detalhe de como funcionou a redução do PLD durante o racionamento de 2001, quais foram os parâmetros usados pelo governo para definir o corte no *Spot Price* naquela época, e se a gente poderia esperar algo similar, se nós tivéssemos o racionamento no ano que vem? E também se o senhor poderia explicar, como que seria a questão do GSF num cenário de racionamento, se existe GSF, se não existe GSF, porque são assuntos um pouco controversos.

**Almir Martins:** Henrique bom dia.

**Henrique Pereti:** Oi estou ouvindo.



**Almir Martins:** Sim, bom dia. Dividendos, você mencionou alguma coisa sobre 25%, esta previsão não existe no nosso Estatuto, o nosso Estatuto trabalha com um conceito de que nós teríamos que pagar no dividendo mínimo, caso tenhamos lucros, isso depende da existência de lucros, mas havendo lucros, o que o nosso Estatuto estabelece? Que nós devemos pagar 10% do valor do capital, o valor do capital hoje é quase R\$ 6 bilhões, nós teríamos que pagar quase R\$ 600 milhões, o número correto deve ser R\$ 597 milhões. Havendo excedentes de lucro, se dá a destinação na Assembleia que vá ocorrer em abril do ano que vem. Então, do jeito que caminha a CESP nesses primeiros meses e tal, muito provavelmente, eu vou falar isso muito provavelmente, muito provavelmente nós iremos ter resultados para fins de distribuição de dividendos. A política é essa, cumprir um pagamento mínimo havendo lucros, R\$ 600 milhões e colocar a disposição da Assembleia o restante, aí depende de haver algum programa de investimento, alguma destinação dos recursos, mas isso ainda é cedo pra se falar.

**Henrique Pereti:** Então poderíamos esperar por volta de R\$ 400 milhões quando vocês anunciarem os resultados do quarto trimestre, havendo lucro? Aí você somaria com R\$ 193, que daria por volta aí de R\$ 600 milhões e em abril seria colocado numa pauta na Assembleia uma divisão, uma distribuição adicional.

**Almir Martins:** Esta é a teoria, esta teoria está correta.

**Henrique Pereti:** Ok.

**Almir Martins:** Bom você perguntou de preços do Spot?

**Henrique Pereti:** Isso.

**Almir Martins:** Nós temos hoje uma proposta que parece que está na pauta da reunião na diretoria da ANEEL no dia de hoje não é? ANEEL fez uma proposta, abriu uma audiência pública sobre o valor teto de R\$ 388 e nós achamos que esse valor não é adequado e fizemos uma proposta. A CESP se manifestou oficialmente na audiência pública, apresentou uma fórmula, grosseiramente a fórmula pega os R\$ 388 como referência e acrescenta uma média ponderada das usinas que são despachadas acima desse valor, o que conduziria a um valor de Spot teto, mais alto do que os R\$ 388 que está sendo proposto. Mas não sei, isso o Poder Concedente, ele abre a audiência pública, ele permite que os agentes se manifestem, mas a decisão depois é tomada pelo próprio Poder Concedente. Então não tenho isso claro. Do nosso ponto de vista fizemos 2 estudos para o ano de 2015. Um estudo que considera a manutenção do teto atual, nós imaginamos que em 2015 os preços serão mais altos no primeiro semestre começando em janeiro e diminuindo até o decorrer do ano, a nossa expectativa, mantido o teto de R\$ 822, é um preço médio para o ano de R\$ 330. Se houver a implantação de um limitador na faixa de R\$ 388, o comportamento é o mesmo, começa mais alto no começo do ano e termina mais baixo no final e o preço médio de PLD nesse cenário é de R\$ 250 reais. Essa é a nossa visão a respeito de preço Spot.

**Henrique Pereti:** Se eu puder fazer uma pergunta: Quanto que vocês estão assumindo de médio longo termo de chuvas para o ano que vem? Porque se com o preço de Spot médio de R\$ 330 sumindo o PLD de R\$822, então acredito que vocês estão bastante otimistas com a questão hidrológica do ano que vem.

**Almir Martins:** Nós estamos considerando chuvas normais, uma seção de chuva nas médias de longo termo. Essa é a nossa expectativa, não vai chover mais, ou não vai chover menos, essa é a nossa linha. Também estamos considerando aí uma expectativa de GSF para o ano que vem da ordem de 90%, a nossa expectativa é esta para o ano de 2015 - 90% de GSF. Você fez uma pergunta sobre o racionamento, o racionamento de 2001 funcionou da seguinte maneira: - os consumidores foram incitados a reduzir o seu consumo da ordem de 20%, da mesma maneira os contratos foram reduzidos na mesma proporção, então nós geradores ficamos com a obrigação de entregar para os consumidores 20% a menos. Os contratos foram mantidos com as distribuidoras, as distribuidoras pagaram para os geradores contratos cheios e tiveram uma redução de receita, porque não conseguiam mais vender, dado a decretação do racionamento em 20% e as distribuidoras foram compensadas através, primeiro de um financiamento do BNDES que propiciou o aporte imediato de recurso e depois, por uma recomposição tarifária extraordinária, a chamada RTE. E por essa recomposição se aplicou um aumento nas tarifas dos consumidores, esse excedente que entrou todos os meses nos caixas das distribuidoras, esse excedente foi usado para pagar a dívida com o BNDES. Uma parte do valor arrecadado pelas distribuidoras foi transferido para as geradoras, para cobrir os custos das geradoras, esse foi o racionamento de 2001, eu não tenho lembranças do Spot em 2001, e o que ocorre em relação a 2015 caso haja um racionamento, os nossos contratos, todos os contratos sejam no mercado regulado, seja no mercado livre, os nossos contratos tem cláusula prevendo que na ocorrência de um racionamento, a nossa obrigação de fornecer energia é reduzida na mesma proporção do racionamento. Então, vamos supor que o racionamento decretado oficialmente seja de 10%, nós podemos reduzir os nossos contratos na mesma proporção, de qualquer maneira a gente acredita que o racionamento traga com ele regras próprias. Nós vamos ter que cumprir as regras que o racionamento impuser, nessa situação não sei se, alguma forma, de alguma maneira se afeta o preço Spot, na minha lembrança em 2001 não foi afetado, o preço Spot de 2001.

**Henrique Pereti:** Uma última pergunta então: Vamos imaginar que tenhamos um racionamento de 10%, então todos os contratos caem 10%, mas a geração hidráulica ela cai mais do que 10%, porque você vai estar mantendo, em teoria, o despacho termelétrico de redes renováveis como a eólica, por exemplo, no máximo, certo? Então a geração hidráulica cai mais que 10%, então supondo que a geração hidráulica caiu 15%, mas os seus contratos são reduzidos a 10%, então você ficou aí 5% exposto, teria essa exposição no Spot, teria esse GSF?

**Almir Martins:** Pois é Henrique, como eu disse a você, estabelecendo um racionamento, muito provavelmente haverá regras específicas, então é precoce dizer pra você como que isso iria funcionar. A minha lembrança em 2001 não causou GSF em 2001, causou? O Mituo, nosso diretor de geração está me lembrando aqui que sim, que houve um problema com GSF em 2001.

**Henrique Pereti:** Ok.

**Almir Martins:** Ok, obrigado então.

**Henrique Martins:** Tá, muito obrigado dr. Almir, pelas respostas.

**Almir Martins:** Obrigado você.

**Operador:** Temos uma pergunta da conferência em inglês, o Sr. Javier DiFiori da Elliott gostaria de fazer uma pergunta.

**Javier DiFiori:** Is there any privatization plan for the company? Any plans to sell the company or any growth plans?

**Almir Martins:** A pergunta em inglês será traduzida aqui para todos pra que a gente possa poder acompanhar.

**Tradutor:** Ele está perguntando sobre os projetos da companhia para Geração.

**Almir Martins:** Do ponto de vista da diretoria, a diretoria entende que seja oportuno um programa de expansão, com o objetivo de retomar a capacidade de geração da Companhia, mesmo porque em julho se encerram as concessões de Ilha Solteira e Juquiá. Entretanto, esta decisão compete ao Conselho de Administração e o Conselho de Administração irá aguardar o planejamento estratégico da Companhia por volta de março.

**Operador:** A nossa próxima pergunta vem do sr. Gabriel Brilhante do Banco Safra.

**Gabriel Brilhante:** Boa tarde a todos. Almir como um *follow up* de duas perguntas anteriores aí, em relação aos custos com o preço de energia no mercado Spot, acabou de aparecer a notícia aqui de que a ANEEL realmente aprovou aí o preço teto de R\$ 388,00 né? Então, na estimativa de vocês teriam um preço médio ao longo de 2015 em R\$ 250,00 reais. A minha pergunta é o seguinte: - A distribuição desse preço fica praticamente igualitário ao longo do ano, ou qual dos dois semestres o preço deve ficar mais caro, visto que isso impacta diretamente pra vocês aí por estarem descontratados ainda no primeiro semestre e a partir do segundo já 100% contratados praticamente - essa é a primeira pergunta. E a segunda é mais rápida, eu só queria saber quanto a gente pode esperar de redução nos custos por conta do final da operação de Três Irmãos, quando vocês deixarem de operar em janeiro, se não me engano. Obrigado.

**Almir Martins:** Gabriel bom dia, então quer dizer então que a ANEEL aprovou os R\$ 388,00.

**Gabriel Brilhante:** Isso.

**Almir Martins:** A nossa visão é de preços mais elevados no início do ano e há uma queda gradativa até o final do ano, essa é a nossa visão, elevando ao médio de R\$ 250,00. A situação da CESP, como você sabe, no primeiro semestre de 2015 nós temos ainda a energia de Ilha Solteira e Juquiá, portanto nós temos mais energia descontratada no primeiro semestre e menos no segundo. Nós ainda temos energia descontratada no segundo semestre, um valor menor, mas ainda temos. Em relação aos custos, Três Irmãos tem propiciado para nós nessa receita que a ANEEL autoriza alguma coisa como R\$ 7 milhões e meio ao mês e uns R\$ 23 milhões a cada trimestre. Esta receita ela é suficiente para cobrir os custos e ainda sobra uma margem de retorno da ordem aí de uns 10% aproximadamente. Então, não acredito que com a saída da Usina, a partir de janeiro, nós tenhamos grandes reduções de pessoal, mas teremos todas as despesas associadas à Usina, por exemplo, materiais, serviços de terceiros na Usina, os custos do sistema de transmissão, a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, a depreciação, então, o mais relevante vamos assim dizer R\$ 20 e tantos milhões vão junto com a Usina porque deixaremos de incorrer nesses custos todos, ok?

**Gabriel Brilhante:** Ok, obrigado.

**Operador:** A nossa próxima pergunta vem do Sr. Luiz Leite do Bank Of America.

**Felipe Leal:** Bom dia a todos, na verdade aqui é Felipe Leal, voltando rapidamente só a discussão conceitual aí de um potencial racionamento, só pra esclarecer, 2001 basicamente não existiam contratos de térmica, ou de eólica, ou de biomassa por disponibilidade certo? Você vê alguma razão num cenário de racionamento pra ter alguma mudança em contrato de térmica por disponibilidade, faz sentido isso?

**Almir Martins:** Felipe bom dia, essa sua pergunta aí eu preciso recorrer aqui aos universitários, aguenta um pouco aí, por favor.

**Almir Martins:** Felipe bom dia de novo, conversando aqui, conceitualmente nós vamos ter todas as térmicas sendo despachadas e redução na geração hidráulica, você fez uma pergunta sobre disponibilidade, parece que esse conceito não havia naquela época? Então, pra preservar os reservatórios vai ser mantido o espaço térmico elevado e provavelmente possa causar algum efeito de GSF.

**Felipe Leal:** Alô.

**Almir Martins:** Pois não Felipe.

**Felipe Leal:** Entendido, mas um contrato por capacidade, um contrato por disponibilidade, eu entendo que a térmica continue a despachar, faz todo sentido, mas não faz sentido reduzir contrato de térmica ou de eólica, ou de biomassa por disponibilidade, ou vocês acham que faz?

**Almir Martins:** Não, não faz sentido e é para produzir tudo que for possível.

**Felipe Leal:** Perfeito, obrigado.

**Operador:** Lembramos que para fazer perguntas basta digitar \*1. Senhoras e senhores abriremos agora a seção de perguntas e respostas para a imprensa, para fazer uma pergunta, por favor, digitem \*1, para retirar a sua pergunta da lista digite a tecla [#]. Nossa próxima pergunta vem do Sr. Pedro Aurélio Teixeira do Canal Energia.

**Pedro Teixeira:** Bom dia a todos, em outubro a CESP abriu uma chamada pública para parcerias em fontes renováveis, eu gostaria de saber como? Se já chegaram propostas para essas parcerias e se elas já seriam para projetos já a partir do ano de 2015.

**Almir Martins:** Bom dia Pedro, de fato nós mantivemos uma chamada pública aberta por um período curto, mas recebemos cerca de 20 projetos e a maior parte dessas propostas dizia a respeito a parques de energia eólica, um em especial era uma conjugação de um projeto eólico e solar conjugado. Recebemos uma proposta de biomassa a partir da madeira e vários projetos de energia solar, algumas em São Paulo, outras na Bahia, e algumas no Piauí e assim vai. Nós internalizamos todas essas propostas, criamos um comitê para análise dessas oportunidades e esses estudos eles estão inseridos no mesmo grupo do planejamento estratégico. Esta empresa de consultoria vai fazer um diagnóstico da situação da empresa, um diagnóstico das oportunidades, de cenários e tal e caso ela considere que seja oportuno algum tipo de investimento, nós temos aqui cadastrados alguns projetos que podem ser tocados pra frente.

**Pedro Teixeira:** Tá ok, muito obrigado.

**Almir Martins:** Obrigado você.

**Operador:** A nossa próxima pergunta vem do Sr. André Magnabosco da Agência Estado.

**André Magnabosco:** Boa tarde a todos, Almir eu tenho algumas perguntas, primeiro eu queria saber ainda no escopo dessa decisão da ANEEL sobre o PLD, a ANEEL também determinou que o ESS seja dividido entre todos os players, eu queria na verdade, um comentário de vocês, se vocês já chegaram a fazer alguma análise em relação ao rateio do ESS.

**Almir Martins:** Bom dia André, nós nos manifestamos expressamente e contrariamente a esta proposta de divisão do ESS, entre todos os agentes do setor, nós achamos que não é correta a postura, é uma mudança circunstancial, a filosofia clara é a filosofia de que os custos devem ser levados para a carga, ou em outras palavras os custos devem ser levados ao consumidor através das tarifas das distribuidoras. Então nós vamos ter que analisar possíveis impactos, em princípio nós estamos numa situação favorável por ter energias descontratadas e eventualmente não ser negativo, não estar exposto, mas conceitualmente nós somos contrários a esta definição.

**André Magnabosco:** Mas vocês poderiam via entidade, ou até diretamente entrar com recurso na justiça, como aconteceu no caso da resolução 03 da CNPE?

**Almir Martins:** Sim, nós temos que olhar isso com muito cuidado não é, na verdade nós temos parceiros dentro do setor elétrico que estão representados nas associações, provavelmente os movimentos vão ser feitos através dessas associações e não movimentos individuais.

**André Magnabosco:** Ok obrigado.

**Almir Martins:** Um abraço.

**Operador:** Lembramos que para fazer perguntas basta digitar \*1. Caso haja alguma pergunta basta digitar \*1. Enceramos neste momento a seção de perguntas e respostas, gostaria de passar a palavra a CESP e para as considerações finais. Retornamos a seção de perguntas e respostas, a nossa próxima pergunta vem do Sr. André Magna Bosco da agencia do Estado.

**André Magnabosco:** Bom Almir, desculpa, na verdade eu só queria reiterar uma informação, eu falei que o rateio foi alterado, mas a informação estava chegando de Brasília e na verdade só para corrigir a ANEEL ela revisou, ela estabeleceu a manutenção do rateio só entre os consumidores, eu só queria passar a informação correta.

**Almir Martins:** Ótima noticia André, muito obrigado.

**Operador:** Neste momento encerramos a seção de perguntas e respostas, gostaria de passar a palavra a CESP e para as considerações finais.

**Almir Martins:** Agradecemos a participação de todos, as nossas demonstrações financeiras, o nosso release de resultados estão disponíveis no nosso website de Relações com Investidores no endereço [ri.cesp.com.br](http://ri.cesp.com.br). A nossa equipe de RI está a sua disposição pelos meios de contatos que constam no final da apresentação, muito obrigado a todos.

**Operador:** A teleconferência da CESP está encerrada. Gostaríamos de agradecer a participação de todos. Tenham um bom dia.