Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Terceiro Trimestre e do Ano de 2014

28 de outubro de 2014

Operadora:
Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do terceiro trimestre de 2014. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes, e mais tarde será aberta a sessão de perguntas e respostas, quando serão dadas as instruções para participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar *0 (asterisco zero). Cabe lembrar que essa teleconferência está sendo gravada. Esta apresentação acompanhada de slides será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.tractebelenergia.com.br, na sessão Investidor. Nele os senhores também poderão obter a cópia da apresentação e do release de resultados da companhia. Antes de prosseguir quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho, e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a mudanças. Conosco hoje estão o senhor Manoel Zaroni Torres, Diretor Presidente, e senhor Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Tractebel Energia, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no terceiro trimestre de 2014, e Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora, eu passo a palavra ao senhor Manoel Zaroni Torres. Por favor, pode prosseguir.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Bom dia a todos. Obrigado aí pela participação. Vamos direto lá aos destaques do desempenho, no Slide nº 4. Então a gente tem, como sempre compara o terceiro trimestre de 2014 com o terceiro trimestre de 2013, comparação essa que eu não considero relevante porque são questões totalmente diferentes, eu tenho insistido que no setor elétrico, na empresa de energia, o interessante é comparar o acumulado ano a ano. Todavia nós temos as receitas líquidas de vendas de energia, cresceram bastante, detalhes depois mais à frente o Sattamini vai comentar, e em nove meses também cresceram 16,3%.
O EBITDA cresceu 25,8% em relação ao mesmo trimestre do ano passado, e em nove meses nós temos uma redução em relação aos nove meses afastados, de 16%. O mesmo para margem.

O lucro líquido teve uma melhoria, conforme nós tínhamos informado. Nós estamos *short* no primeiro semestre, e *long* no segundo semestre, então essa melhoria já é em função disso, e os PLDs que estão ocorrendo estão acima dos números esperados para a gente no segundo semestre.

A situação está bastante difícil no setor elétrico, e os reservatórios estão caindo quase que 0.3 por dia.

Em nove meses ainda estamos 20%, 21,7% abaixo do resultado do ano passado. Energia vendida teve um aumento e o preço líquido, sempre quando você tem um curto prazo assim, um preço muito elevado, isso aumenta o preço do curto prazo e aumenta o preço também da sensação de falta de energia contribui para que o consumidor tenha disposição a pagar mais porque há uma escassez do produto. O preço médio de venda aumentou no ano 7%, e no trimestre é 7,8%, em relação ao mesmo período do ano passado.

E a produção teve um aumento relevante, a produção basicamente em função da geração térmica nossa que está na base, gerando toda disponibilidade, e nós tivemos alguns períodos de boa afluência hidráulica e hidrológica no sul, até com um pouco de excesso. Então isso aí dentro do possível, as usinas geram o máximo e demandam energia para o sudeste.

Slide 5, como destaque no desempenho, nós temos início da operação comercial da nossa usina, primeira usina fotovoltaica a 3 MW de pico, e está localizada em Capivari de Baixo, ao lado do Complexo Jorge Lacerda. E, por que a gente instalou lá? Lá talvez não é talvez o melhor lugar de irradiação dentro das regiões que nós temos, mas como é uma usina, podemos dizer, quase que experimental, é mais experimental e menos comercial, ela fica ao lado de uma unidade onde tem bastante gente, para a gente poder então fazer os estudos, as medições, dentro de um projeto de pesquisa e desenvolvimento.

A Tractebel, dia 25 de setembro foi eleita a empresa destaque no 18º Troféu Transparência, concedido pela ANEFAC, FIPECAPI e Serasa Experian, pela qualidade de suas demonstrações contábeis de 2013, na categoria de empresa com faturamento até R$ 5 bilhões. Foi a quinta premiação da companhia no Troféu e que nós consideramos bastante importante, porque isso reúne aí boas práticas de demonstrativos de resultados contábeis na empresa.

O Conselho de Administração também aprovou, na reunião da última sexta-feira, dia 24 de outubro o pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, referente ao período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2014, um montante de R$ 223 milhões, ou R$ 0,34163564 por ação. Elas serão negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 26 de novembro, e a data do pagamento disso, o Conselho delegou à Diretoria da empresa, a decisão.

Slide 6, estrutura da empresa, não temos assim grandes mudanças com relação ao último trimestre, ele continua com a mesma estrutura.

Slide 7, mostra que nós estamos com capacidade instalada de 7.027 MW, com 27 usinas operadas e com um portfólio nosso, que nós estamos com 79% de hidrelétricas, 16% de termoelétricas, na maioria carvão mineral nacional, e estamos aumentando a nossa participação em usinas complementares, que mostra aqui que a gente cresce quando pode, e passa períodos sem crescer porque o crescimento nosso é prudente e responsável. E o mapa mostra que nós estamos bastante diversificados no Brasil, de norte a sul, ou de sul a norte.

Slide 8, a gente continua sendo de longe a maior geradora privada, bem maior do que os nossos parceiros ou os outros participantes no setor elétrico, e a Eletrobrás continua sendo a empresa de maior capacidade instalada entre as existentes. Nós estamos assim, mais ou menos, do tamanho da Cemig, da CESP e de Itaipu e agora chegando a Petrobrás também com 6%.

Bom, o Slide 9 ele mostra a distribuição do nosso portfólio pelo lado do tipo de contratação pelo lado do cliente. Sendo que para 2014 nós temos, mais ou menos em torno de 48% no mercado cativo. O mercado cativo são as distribuidoras, a gente diz que isso aí é previsível, com contratos de longo prazo, com menos flexibilidade, mas são os contratos regulados. E os outros 5% com mais 46%, 51%, no mercado livre, porque a gente tem assim então uma especificidade, os contratos são de mais curto prazo, de 3 a 5 anos a maioria deles, e permite maior flexibilidade de negociação, de estruturação e de relacionamento.

Para minimizar os riscos que existem no mercado livre a gente tenta diversificar o portfólio o máximo possível, olhando para não correr o risco do negócio do outro. Então nós temos aí no Slide 10 como está distribuído o nosso portfólio, sendo que nós temos uma concentração de 16,5%, até é um pouco maior do que nós gostaríamos, na área de cimento. Mas são empresas de grande porte, que traduz um nível de inadimplência praticamente zero, e algumas até são parceiras nossas que a gente só consegue vender a energia incentivada e energia convencional.

Vamos lá. O mercado de energia, embora a indústria esteja retraída, continua aumentando o consumo em função do aumento do consumo residencial, e a gente tem então, esse ano está sofrendo o terceiro ano de afluência natural, ou seja, de chuva, principalmente no sudeste, onde tem os maiores reservatórios, abaixo da média pelo terceiro ano, bem abaixo, inclusive agora que a gente esperava que fosse começar a chover, ainda não está chovendo ou está chovendo no lugar errado, no lugar que deveria chover.

Então com isso nós temos tido um PLD muito alto, e como o PLD às vezes é transferência de um agente para outro, preço de liquidação de diferença, tem alguns ganhando muito e outros perdendo muito, mas eu sempre o seguinte: É muito tempo com preços muito altos, e isso acaba desorganizando o setor, desorganizando em termos econômicos e financeiros. E você fica vendo gente e vendo empresa passando uma situação muito difícil. Nesta situação a Tractebel consegue ter um certo equilíbrio porque tem geração térmica, gera na base, gera o quanto que pode, tem uma política

de deixar reserva, então ela consegue equilibrar, se bem que todo mundo vem sofrendo muito os efeitos do GSF, que está muito alto esse ano, em função da queda do mercado e da alta geração de energia térmica e da alta aversão ao risco, que até a data da eleição não foi feita nenhuma medida de racionalização ou racionamento. Então nós vamos terminar o ano com os reservatórios muito baixo e torcer para que chova no verão pelo menos mais do que 80%, 90% da média, senão nós vamos ter um outro ano, em 2015 também de preços muito altos, e isso pode levar a um caos no setor elétrico, pelo tanto que já se gastou para segurar os reservatórios, para continuar fornecendo energia.

A gente pode olhar pelas características do setor no gráfico da esquerda, nas barras azuis, essa é a diferença entre a oferta e a demanda. Você pode observar que temos períodos, como foi em 2001, que tinha estruturalmente 6.000 MW de sobra, teve racionamento, e em 2007/2008 tinha um déficit estrutural, e não teve racionamento. E para esse ano a nossa sobra estrutural é em torno de 3.000 MW, que é muito pouco. E levando em conta que das usinas térmicas, nós temos em torno de 7.000 MW com preços, assim, bastante altos, e que estão tendo que gerar para atender o mercado. Então, a parte da energia e dos reservatórios, da água, ela é muito grande, porque se lembram que nós temos aqui, as usinas hidrelétricas têm uma capacidade de basicamente o dobro da energia média, da energia assegurada das usinas. Então tendo água reservada, elas conseguem gerar muito mais, então a gente pode observar, por exemplo, no período do verão, num período normal de verão você consegue 20, 30 mil MW, que é mais do que energia assegurada no parque hidrelétrico, que é muito mais do que toda a geração térmica do país, e que isso acaba sendo depois menos, do mercado do período seco. E que se a gente tivesse como acumular essa água quando tem é mais um pouco, evitaria passar pela situação que está passando hoje.

A estratégia de comercialização continua a mesma, o Slide 14, a gente tem aí individualmente, esse slide serve para mostrar isso aí, como mercado livre é limitado, e os leilões de energia existente são sempre A-1, só teve um o ano passado A-0, a gente tem proposto que se façam leilões também A-2, que seria uma das mudanças necessárias para melhorar a oferta, mas a gente mostra que a cada ano a gente vende um tanto e vai diminuindo a nossa energia descontratada futura, e isso pode ser observado nos gráficos do lado direito. No lado esquerdo tem a nossa energia descontratada, que a gente pode assumir que é muito baixa em 2014/2015, e depois começa a melhorar. Aqui não está computada a geração da térmica adicional, quando a gente gera - isso aqui é um balanço de energia assegurada - então o que a Tractebel tem mais ou menos assim de *hedge* para essa situação, no caso de um ano difícil, o ano que vem: - A geração adicional nas usinas térmicas, e mais, a geração de William Arjona que não está computada aqui.

Bom, o Slide 15 é o balanço geral, mostra que nós compramos muita energia para 2014, felizmente, a gente conseguiu, com isso, ficar com uma certa sobra interessante, porque também por outro lado, a gente teve duas falhas em duas usinas, de Jorge

Lacerda, no caso Jorge Lacerda B, que está indisponível, teve um culto no gerador e vai só voltar em novembro ou dezembro. Então isso aí nós contestamos. E tem os contratos singulares, e o preço da energia, o que a gente está em R$ 149,90, a gente observa que o poder de compra é um pouco maior do que o preço de venda, mas não se assuste porque é curto prazo, energia comprada o ano passado para revenda, deu para cobrir o nosso portfólio, e numa quantidade, quer dizer, incide sobre todo o portfólio. Esse preço médio é exatamente da energia comprada, em cima dos nossos 950 MW.

Agora eu vou passar a palavra aqui para a Anamélia, para passar os dados e falar um pouco sobre a Usina de Jirau, que felizmente agora pegou, está indo bem.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da GDF Suez Energy Latin America:

Bom dia a todos. Como de praxe, a ideia aqui é fazer uma atualização do processo Jirau. Como vocês todos já conhecem, é um projeto de 3.750 MW de capacidade instalada, sendo 40% dessa capacidade da GDF Suez. O projeto tem 2.185 MW/Médios de energia, desses 2.185 MW, 73% estão contratados por meio de PPA de longo prazo, 30 anos indexados à inflação, e o saldo da energia disponível será comercializado pelos seus acionistas na proporção 60% GDF Suez, 20% Chesf, 20% Eletrobrás.

As discussões em curso, as discussões sobre excludentes de responsabilidade permanecem ainda em aberto, ainda estão em curso tanto no nível administrativo com a agência reguladora quanto com a Justiça Federal, então nós não temos novidades em relação a esse tema desde a última divulgação de resultado. As condições de financiamento também amplamente conhecidas e não alteraram, a exceção da extensão do período de carência, que foi garantido até setembro de 2014.

No Slide 18, fazendo uma atualização do status atual do projeto, principalmente no que concerne a construção, hoje vocês sabem que nós já temos um avanço de 95% físico das obras, e o foco, portanto, está no condicionamento e na operação das unidades. Nós temos atualmente 15 unidades em operação comercial, a 16ª deve entrar em operação até amanhã, acreditamos que a ANEEL vai emitir a autorização entre amanhã e quarta-feira. Nós temos três unidades adicionais em teste, em fase de teste e no geral a usina tem apresentado boa performance operacional, inclusive a plena capacidade, o que pôde ser testado no início do ano com a cheia sem precedentes no Madeira.

Considerando hoje, na hipótese de 239 dias de excludente de responsabilidade, nós estaríamos em pleno cumprimento com as obrigações comerciais referentes ao leilão A-5, em meados de novembro de 2014. A obra avançou bem, o processo de condicionamento e montagem também está avançando bem, dentro das expectativas. Em relação às opções de valor adicional relativos à energia assegurada, nós ainda estamos aguardando uma definição da ANEEL em relação à revisão das perdas hidráulicas, outras compensações são possíveis, mas como é de conhecimento de

todos, hoje o foco é a discussão acerca do excludente de responsabilidade, que nós esperamos ter alguma definição aí nos próximos meses. E além dos incentivos fiscais como a ADA, adicionais de longo prazo previstos para a região.

No Slide 19, como de hábito, eu tento fazer uma comparação da construção de um mês a outro, de uma divulgação de resultado a outra, então aqui a gente tem fotos aéreas da casa de força da margem direita, em junho de 2014, da margem de força da margem direita em outubro de 2014. Então a gente vê aí, a primeira constatação é redução já do nível do Rio Madeira, mas também um avanço na casa de força da margem direita. A casa de força da margem esquerda, que já estava numa etapa mais avançada, é menos perceptível o avanço, porque o foco está justamente na parte interior do condicionamento e montagem, mas podemos perceber também uma redução do nível e o avanço, no geral, em todo o comissionamento.

Bom, no final da apresentação fico aberta para perguntas. Obrigada. Passo a palavra de novo ao presidente Manoel Zaroni.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:

Bom, continuando aí a nossa conversa, a gente vai lá para o slide de nº 20, que é relativo à expansão ainda, como investimentos, Jirau, pertence à GDF Suez e os outros projetos estão na Tractebel.

Projeto termoelétrico da construção da Usina Ferrari, uma aquisição que nós fizemos esse ano, uma usina de biomassa de bagaço de cana situada no estado de São Paulo, em Pirassununga. Ela tem capacidade instalada de 65 MW/Médio, e capacidade comercial de 23 MW/Médio, que já está praticamente contratado. Nós estamos fazendo um investimento de R$ 85 milhões, para modernização e aumento da capacidade para 85 MW e capacidade de 35,6 MW. Então nós vamos ter em torno de 12,3 MW/Médios disponíveis já no primeiro semestre de 2015, quando a gente deve ter o COD dessa usina de biomassa.

A unidade seguinte é a unidade 21, nós já iniciamos a construção do Complexo Eólico de Santa Mônica, ele é ao lado de Trairi, no Ceará, ele é composto por quatro parques e tem capacidade instalada de 97,2 MW, e energia de referência 47,8 MW. E essa energia, na verdade, ela já está vendida para os clientes especiais, aqueles clientes entre 0,5 MW e 3 MW de capacidade instalada. Essa usina nós vamos ter um investimento de R$ 460 milhões, já começamos a obra, já temos a licença de instalação e essa energia está prevista para estar disponibilizada em 2016. Já está com a linha de transmissão concluída, contratamos os aero geradores, que são 36 no total, da Alstom, com potência de 2,7 MW cada.

E esse desenho mostra, mais ou menos, como é que estão essas SPCs: Estrela com 29,7MW, Ouro Verde 29,7MW, Cacimbas 18,9MW, e Santa Mônica 18,9MW, no Ceará.

O slide 22 é o projeto de energia solar, já está em operação, a fotografia mostra, é bem bonita, e você consegue ver o fundo lá, a chaminé é de Jorge Lacerda. Investimento de R$ 56,3, é um projeto de P&D e que tem, a gente está mapeando no Brasil, instalando

diferentes tecnologias para ver o comportamento dos vários tipos de painel solar. Os painéis eles têm características diferentes de qualidade e de eficiência e as regiões tem características diferentes de radiação, de temperatura, de umidade e de vento. Assim a gente vai tentar conseguir identificar para cada região, qual o tipo de fotovoltaica, de tecnologia que melhor se adapta, o objetivo é esse.

E essa usina então ficou para a Tractebel, 3 MW de pico, a gente já está vendendo isso aí no mercado, está liquidando o *spot*.

A gente resolveu dessa vez colocar o que nós temos aqui no nosso portfólio, em desenvolvimento, no slide 23, que a gente não tinha o hábito disso, mas são projetos que estão no pipeline, já foram adquiridos e já foram estudados. Então a gente tem aqui o Pampa Sul, com capacidade instalada do projeto, duas vezes de 340 MW, e capacidade comercial de uma unidade, 293 MW. Esse projeto a gente está aguardando a licença, a gente está negociando os contratos, contratos de construção civil, ou de fornecimento de equipamento e bens, e a intenção, se tudo der certo, é de participar do próximo leilão de A-5 com esse projeto.

Temos ainda um projeto de Campo Largo, na Bahia. A capacidade total de 626 MW, capacidade comercial 300 MW, é um investimento bastante grande e vamos ter, ele é dividido também em projetos eólicos, em companhias de propostos específicos de até 30MW, e também nós estamos tentando preparar para entrar com alguma coisa no leilão.

Temos Santo Agostinho, que também nós já adquirimos os direitos, isso tudo lá no Rio Grande do Norte com 600 MW. Então aqui mostra que nós temos ainda muito espaço e muitos projetos para construir na área de eólica.

E temos aqui um projeto que está começando, a gente, chamamos de UTE Termo Catarinense de 600 MW, que nós estamos já pretendendo fazer no futuro.

Agora eu vou pedir ao Sattamini para mostrar mais um pouco de detalhes, alguma coisa eu já comentei, sobre o desempenho financeiro da empresa.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Bom, bom dia a todos, a gente começa no slide 25, é onde, é uma satisfação a gente voltar a ter setas positivas no trimestre. A gente vinha com um desempenho muito bom, no segundo trimestre a gente acabou apresentando um resultado muito ruim, em função, como o Zaroni já falou, da nossa estratégia de alocação no ano 2014, mas a gente volta a ter crescimento ano a ano, já agora no terceiro trimestre.

O ano tem um comportamento oposto ao que a gente via em 2013, quando a gente fez uma certa gordura no primeiro trimestre, que nós estávamos long no primeiro trimestre, vínhamos gastando essa gordura ao longo do ano de 2013, 2014 apresenta uma configuração diferente, onde a gente começou magrinho e aí a gente vai engordar a partir agora do terceiro trimestre. Então como a gente já tinha antecipado, de certa maneira já nos *calls* do primeiro trimestre e segundo trimestre.

Indo para a página 26 a gente vai avaliar a evolução da receita líquida de vendas, e o detalhamento do crescimento de 22,6% trimestre a trimestre, que a gente, que o Zaroni comentou no primeiro slide da apresentação, que é a composição desse crescimento. Primeira questão, o primeiro ponto foi o seguro de interrupção de negócios que a gente registrou como receita. O que é isso? Era uma frustração de receita na CCEE, nós ficamos em algum momento *short*, fomos obrigados a comprar, ou não ficamos *long* suficiente em função da quebra de máquinas e o seguro tem uma cobertura para esse tipo de evento, o que a gente chama de interrupção de negócios. Nós tivemos um aumento de R$ 99 milhões relativos ao preço médio de venda, que passou de R$ 140,75 para R$ 141,70 reais por MW/Hora. Nós tivemos um aumento de R$ 74 milhões relativos a 230 MW/Médios a mais que nós tivemos, comparado trimestre a trimestre e nas operações de curto prazo nós tivemos uma receita na CCEE, nas operações de curto prazo, de R$ 219,4 milhões, contra, no mesmo trimestre do ano anterior, de R$ 172 milhões, dando um resultado de R$ 47 milhões, um aumento da receita líquida de vendas na CCEE ou em operações de curto prazo.

Quando a gente fala do EBITDA, é importante entender, a gente, como Zaroni falou no trimestre a trimestre causa uma certa confusão, a gente apresenta trimestre a trimestre como uma demanda do mercado. É mais importante voltar naquele ponto que eu falei de que o acumulado do ano ele vai se recuperando. No segundo trimestre nós tínhamos um EBITDA menos 37,4%, se comparado com o primeiro semestre de 2013, agora nós já temos um EBITDA menos de 16,1%, ou seja, já é a recuperação paulatina do nosso resultado.

Mas vamos partir aí pela composição da evolução do EBITDA, R$ 155 milhões vêm das operações normais da empresa, e como a gente, preço e quantidade, e disponibilidade dos equipamentos. Nós temos R$ 147 milhões relativos à operações de curto prazo, e aí ela é composta, a gente fez uma abertura composta em curto prazo, CCEE com R$ 129 milhões e CNPE 03, R$ 18 milhões, isso dá os R$ 147 milhões. Esses R$ 18 milhões da CNPE são a reversão da despesa ocorrida no terceiro trimestre de 2013. Então a composição dos R$ 129 milhões mais R$ 18 milhões dá os R$ 147 milhões de alteração de resultado entre o terceiro trimestre de 2013 e o terceiro trimestre de 2014, em operações de curto prazo.

Como a gente já mencionou, a composição de receita de Jorge Lacerda relativo ao seguro, com a contribuição de R$ 101 milhões, já líquido então do PIS/COFINS. Nós tivemos um aumento da despesa de combustível, principalmente pela operação de William Arjona, onde a gente tinha em 2013, nós estávamos sem o fornecimento de gás, passamos a ter o fornecimento de gás no final de 2013, 2014, então o aumento da despesa relativa à aquisição desse gás. E energia comprada para revenda nós temos R$ 147 milhões a mais com essa rubrica, especificamente com 353 MW/Médios adquiridos no mercado. Então essa evolução de EBITDA de 25% tem essa composição que a gente mencionou agora.

Se a gente passar para a evolução do lucro líquido, também no acumulado a gente tem uma situação onde anteriormente nós tínhamos no segundo trimestre menos 51,5% se comparado com 2013, como nessa comparação do terceiro trimestre ela já baixa para menos de 21%, recuperação do lucro líquido também. E a composição da evolução do lucro líquido, comparado no terceiro trimestre de 2013 com 2014, nós temos R$ 110 milhões relativos a operações, nas operações de curto prazo, CNPE, nós temos R$ 97 milhões, nós temos a recomposição da receita de Jorge Lacerda com R$ 67 milhões, o resultado financeiro, são R$ 8 milhões negativos, mas, principalmente, porque nós tivemos um evento extraordinário no terceiro trimestre de 2013, que foi o pré-pagamento, o resultado relativo ao pré-pagamento de uma dívida, senão nós teríamos uma receita, um resultado melhor R$ 25 milhões. Tivemos um aumento de combustível como já mencionamos e energia comprada para revenda. Então nós tivemos aí 34% de evolução no lucro líquido do terceiro trimestre de 2013 para o terceiro trimestre de 2014.

Indo para o slide 29, onde a gente apresenta o nosso endividamento, a disposição cambial nossa é muito baixa, nós temos R$ 400 milhões de disposição cambial, isso já líquido numa operação de *hedge* que nós temos operações contratadas em moeda estrangeira, mas *hedgeado* para o CDI, com *hedge* casado. Nós tivemos uma redução da dívida bruta total do segundo trimestre para esse trimestre de R$ 3.357 milhões para R$ 3.167 milhões, é substancial. Nós tivemos uma melhoria do nosso indicador dívida bruta/EBITDA, no trimestre anterior nós estávamos com 1,4x o EBITDA, agora apresentamos 1,2x o EBITDA, e a nossa dívida líquida então caiu para R$ 2.580 milhões, desculpa, a nossa dívida líquida ficou R$ 2.580 milhões. A gente vai ver a evolução dela na página 30, na verdade ela subiu um pouco, nós tivemos nesse trimestre o pagamento de dividendos, componente bastante importante para a redução de caixa, nós tivemos variação do capital de giro da ordem de R$ 536 milhões, nós tivemos investimentos que foram feitos nas usinas, nas usinas novas e nas usinas existentes. Pagamos imposto de renda e contribuição social, variação monetária e cambial, e tivemos também resultado de atividade operacional. Mas mesmo assim a dívida líquida subiu 7,1%, de R$ 2.409 milhões para R$ 2.580 milhões. Um nível bastante confortável, bem abaixo do EBITDA.

Indo para a página 31 nós temos o perfil dessa dívida, é bastante comportado, no ano de 2014 nós temos ainda alguma amostração a ser feita nos financiamentos normais da companhia, nenhuma operação grande até o final do ano. 2015 nós temos uma operação de 4131, que é *swap*, moeda estrangeira *swapada* para CDI no valor de R$ 200 milhões de dólares, e temos também em 2016 outra 4131. Essa é que modifica o perfil em 2015 e em 2016 em relação aos anos seguintes, que nós passamos a não ter mais nenhum vencimento específico, e aí seriam aqueles financiamentos de longo prazo do BNDES que nós temos, que geram da ordem de R$ 220 milhões de reais anualmente.

A composição da dívida, como a gente mencionou, baixa exposição cambial, 96% da dívida em reais é composto de 8%, hoje considerando as taxas de ITBI, TJLP. A composição de endividamento, a maior parte deles está em TJLP, porque financiamento de longo prazo dos nossos investimentos feitos nos últimos anos. CDI é a segunda parcela mais importante, relativo às operações de curtíssimo prazo, dois anos normalmente de duração e temos uma operação de IPCA, que é uma operação contratada com o NIB North Investiment Bank, que vence em outubro de 2022. Esse é totalmente compatível com a variação dos nossos ativos, que a maior parte deles, a grande parte deles é em IPCA.

Indo para a página 32 a gente fala de investimentos, que nós podemos ver que estamos com investimento em 2014 de R$ 658 milhões, mantido praticamente o mesmo número do segundo trimestre desse ano, e grande parte disso vai na operação e manutenção, nós estamos fazendo uma grande reforma nas usinas de Salto Santiago e Passo Fundo, alguma coisa em torno de R$ 250 milhões já gasto em 2014, nós teremos um valor um substancial também ainda gasto, a gastar em 2015. Eles hoje aparecem aqui como recursos próprios, essa parte laranja, mas nós estamos em vias de fechar um financiamento com BNDES para uma boa parte desses investimentos de modernização. E tem os nossos investimentos nas eólicas e na biomassa que estão em curso, que também estão representados aqui.

Indo para o Slide 33, a gente continua com a política de pagamento 100% do lucro distribuível, até que nós temos investimentos que justifiquem a retenção de algum valor. A empresa não tem como hábito reter recursos sem a utilização em algum projeto que demande. Nós somos uma geradora de caixa, e se não houver projetos de grande porte tende a fazer o *payout* de 100%.

O Zaroni já mencionou, nós temos o pagamento do dividendo do primeiro semestre já determinado para o dia 26 de novembro, com data ex dia 10/11, e já programamos aprovado pelo *board* agora na última reunião, o pagamento de uso de capital próprio previsto para o início de 2015, na ordem de R$ 0,34 reais por ação.

Bom, a parte financeira é isso, eu passo a palavra aí para a coordenadora do *call*, para as perguntas e respostas.

Operadora:

Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1). Para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2). A nossa primeira pergunta vem do senhor Marcos Severini, JP Morgan.

Marcos Severini – JPMorgan:

Bom dia Zaroni, bom dia Sattamini, pessoal, obrigado pelo *call*, eu tenho, na verdade, duas questões aqui. A primeira não poderia deixar de ser, sobre GSF e expectativa de vocês para 2015, principalmente no cenário de desaceleração econômica e

eventualmente um consumo mais fraco. Qual é o GSF que vocês estão esperando num cenário desse? Pode ser maior do que esse ano, mais ou menos em linha com o que provavelmente a gente vai observar agora em 2014, em torno de 800? A segunda questão é em relação a preço de energia, a gente observou uma forte elevação no preço de energia, principalmente em 2014, refletindo aí, principalmente, um cenário hidrológico desfavorável, mas eu diria também uma oferta e demanda mais apertada, principalmente o lado da oferta, nos atrasos que a gente vem observando em diversos projetos de geração. Não só de geração, mas também alguns de transmissão que tem atrapalhado. Se a gente tiver um cenário hidrológico o ano que vem, digamos assim, mais próximo da regularidade, vocês acreditam que uma forte queda desse preço e de longo prazo da energia, basicamente refletir na hidrologia muito favorável ou a uma oferta e demanda mais apertada pode sustentar esse preço aí para patamares em torno de R$ 130, R$ 140, ou você acha que esses preços podem cair muito se a hidrologia for muito boa? São essas questões, muito obrigada.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:

Marcos é o Zaroni. Eu acho que nós vamos terminar o ano numa situação bastante complicada, pelo menos pelo visto de hoje, os reservatórios no sudeste estão caindo a 0,3% por dia, e já está com 19,5% de armazenamento, mas a gente tem consciência que nós já temos alguma contribuição lá de Jirau e Santo Antônio, que essa energia é injetada no sudeste, e teoricamente ajuda a atender a carga ou a encher o reservatório. O período lá úmido, nessa região é mais, vamos dizer, mais comportado, se no verão todo ano chove bastante, às vezes mais ou menos, mas bastante, tem água ali no Rio Madeira. A carga nós não sabemos, às vezes a carga aumenta muito pela temperatura, mas as nossas avaliações, o que vai acontecer o ano que vem depende muito do que acontecer de janeiro a abril. Como vocês sabem de janeiro a abril corresponde a 60% do ano, em termos de afluência, então se você tiver 100% você termina o reservatório, em abril, com 63% na nossa avaliação, mesmo não gerando toda essa térmica, gerando 11 mil MW de térmica. É difícil responder, entende, se não chover nós vamos ter racionamento, se continuar com 60%. Se chover na média ou perto da média nós passamos o ano, e pode até diminuir a usina térmica. E isso vai refletir no PLD. Hoje o preço da energia para 2015 está muito mais do que o que você mencionou. Hoje você consegue ter alguma coisa entre R$ 350 a R$ 500 reais, para render o contrato em 2015. Depois vai abaixando, mas a acessibilidade do consumidor, quando o preço de curto prazo está muito alto, ele fica mais suscetível quando está faltando energia, e pode faltar, então o preço também no longo prazo, aumenta. Se der um dilúvio, digamos assim, se chover... porque o problema é o seguinte, qualquer ENA, 110%, 120% da média do verão no sudeste é muito mais do que todas as térmicas que o país tem. Então o efeito da ENA é muito mais acentuado do que o da geração térmica, então isso é uma coisa que não dá para prever ainda no momento. E evidentemente a geração, o GSF vai depender dessas ENAs, o que vai

acontecer com a geração hidrelétrica. Se você tiver menos carga e a mesma quantidade de geração hidrelétrica, o GSF vai ser em torno do mesmo valor desse ano, ou um pouco menor. Se tiver mais hidroeletricidade, mais afluência e menos geração térmica, o GSF vai ser menor nas faixas de 0,5% a 7%, uma coisa assim. Isso aí é uma pergunta assim que ela é um pouco, a gente pode tecer comentários, mas ela não deixa de ser assim especulativa, depende do cenário que você considera.

Marcos Severini – JPMorgan:
Perfeito. Obrigado Zaroni. Se vocês me permitem só uma última colocação, em relação ao contrato que vocês têm com a Petrobras para William Arjona, vocês têm um evento novo, algum *update* em relação a isso?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Nós, na verdade, estamos tendo gás porque nós temos uma liminar na Justiça. A gente no momento não tem contrato, mas tem um Decreto que garante o suprimento de gás para William Arjona por vinte anos. Então baseado nisso, dado às dificuldades de negociar com a Petrobras, a gente foi obrigado a ingressar com essa ação e até o momento estamos com a liminar valendo, porque na verdade a gente acredita que ela tem que valer, porque quando um Decreto Presidencial não vale mais, nós devemos estar com uma certa dificuldade no país. Então é isso que a gente acredita, nós construímos a usina baseado no Decreto PPP.

Marcos Severini – JPMorgan:
Certo. Mas não houve nenhuma mudança em relação a liminar, quer dizer, nenhum movimento da outra parte? É mais ou menos o mesmo status que nós tínhamos de meses atrás?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Exatamente.

Marcos Severini – JPMorgan:
Tá bom, obrigado.

Operadora:
Lembramos que as perguntas de imprensa devem ser encaminhadas à assessoria de comunicação da empresa. A nossa próxima pergunta vem do senhor Paulo Ferreira, com Bradesco BBI.

Paulo Ferreira - Bradesco BBI:
Bom dia senhores, obrigado aí pelo *call*. A minha pergunta era mais em relação a nova regra do PLD, qual a opinião de vocês, sobre a proposta da ANEEL. E caso a proposta

seja efetivamente colocada em prática, quais as consequências para a companhia? Obrigada.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
A proposta da ANEEL, da nota técnica, a gente pode dividir ela em duas partes. Uma parte é a redução do PLD em si, que representa uma diminuição desse *estresse* do setor, você vai ter preços mais baixos, porém você está dando sinal errado, porque o produto é escasso e você está diminuindo o preço, então isso a gente tem certas restrições, e também dos fundamentos técnicos que nortearam aquela térmica de referência, como que a gente, como que vai ser escolhido isso. Então a gente acha que tem que ser feito alguma coisa, mas precisa ser melhor estudado e ter mais tempo. Tem a outra parte mais perversa, é quem vai pagar a conta entre o CMO, entre as térmicas despachadas fora do mérito, e o PLD, que a proposta é ratear para todo mundo o que está exposto, o que não tem consistência nenhuma, e nós somos totalmente contra e vamos aos extemos. Imagina que eu sou um cara verde, fiz um parque eólico, e o meu parque eólico tem período com mais vento e tem menos vento, e eu naquele mês que eu não consegui produzir energia de referência, eu vou ter que pagar para térmica a óleo, não tem o menor sentido isso aí, não é, você ter isso aí. Outra coisa é o seguinte, você imagina que só tenha um agente exposto - ele vai pagar a conta total de todas as térmicas? Então esse processo a gente considera, ele é uma cópia um pouco modificada da CNPE 03 e a gente não concorda com isso de maneira nenhuma. Os efeitos na empresa são fáceis de entender, se você abaixa o preço do PLD, como a gente espera que vai ter um certo GSF o ano que vem, o efeito é positivo para a empresa, baixar preço, no curto prazo. Mas o efeito no longo prazo e no médio prazo é negativo porque significa que preço menor de energia é a maior dificuldade de contratação, é menor disposição dos consumidores para contratar um contrato, vão ficar esperando o preço de curto prazo. Então isso é negativo.

Paulo Ferreira - Bradesco BDI:
Muito obrigado.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem do senhor Carlos Remeika, com Covalis Capital.

Carlos Remeika, Covalis Capital:
Good morning, thank you very much for taking my question. I have another technical question on the provisions. See, if rationing would be announced, but not yet implemented, would you have to make a provision for it, similar to ESS, that was done before?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Hi Carlos, is Sattamini speaking. Sorry, I have to answer in Portuguese. O ESS que está sendo proposto agora, ele ainda não é, não está regulamentado, não é definitivo, é uma potencial normatização que está em audiência pública. E obviamente, o ano que vem se isso se tornar um regramento do setor, e se a gente não tiver êxito da mesma forma como tivemos quando houve a CNPE 03 em conseguir uma liminar e ter uma certeza de que os argumentos da companhia são sólidos e baseados na legislação, nós teríamos que fazer provisão. Mas acreditamos que o regramento do setor hoje, mesmo que a Resolução saia da maneira que ela foi colocada na audiência pública, ela tem fragilidades legais e a gente vai ter dentro do mesmo conceito que a gente usou na CNPE 03, sólidos argumentos para combater judicialmente e ter tranquilidade de que esse custo não nos vai ser cobrado no futuro. Então isso nos levaria a um não provisionamento. Obviamente isso é uma avaliação que será feita pelos advogados, e a gente seguirá o conselho dos advogados com relação à probabilidade da perda ou não da causa legal.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Complementando o Sattamini, é o Zaroni Carlos, nós entendemos que isso que está sendo proposto é a criação de um novo encargo, que é inaceitável fazer isso simplesmente por uma decisão da ANEEL.

Carlos Remeika, Covalis Capital:
I see. If I make accrual follow-up, a little bit, on the rationing itself, I understand it is the case, but for example, if rationing would be announced for the implementation next year, would you need to create a provision?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Você está falando do racionamento, se a gente teria que fazer alguma provisão? Não, o racionamento, o impacto que ele teria seria uma redução dos nossos volumes contratados. Ou seja, ele impactaria no volume da nossa receita oriunda de contratos. Em contrapartida, se eu tiver energia, geração da energia acima do volume de contratos, eu vou estar liquidando esse excedente no mercado de curto prazo e auferindo receitas ao PLD do momento. Então não haveria nenhuma razão de provisão. O Zaroni gostaria de complementar alguma coisa aqui.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Quando nós fizemos orçamento para 2015 a gente considerou um certo GSF. Se tiver racionamento, como reduz o contrato, vai diminuir o GSF. O GSF da empresa, isso teoricamente vai melhorar o resultado da empresa. O racionamento para o gerador é melhor do que a situação que nós estamos vivendo hoje. Ele é ruim para a sociedade, para o país, mas para o gerador ele, principalmente o gerador hidrelétrico, ele tem o valor positivo. Porque quando você perde receita de contrato que, vamos dizer assim,

na média, conforme está ali na apresentação, R$ 148. E você ganha R$ 600 de não pagar o GSF, de não pagar a exposição R$ 600, R$ 700. Então hoje o efeito é perverso do GSF, porque você perde, para cada 10% você perderia metade do seu faturamento. Cada 5% corresponde a quase 25% do faturamento. Para o cara que tem uma usina só, uma empresa que tem só uma usina, que está 100% contratado, está em situação difícil. É isso que estão acontecendo no momento.

Carlos Remeika, Covalis Capital:
Ok. Thank you for your answer.

Operadora:
Nossa próxima pergunta vem da senhora Tatiane Chibata, com HSBC.

Tatiane Chibata - HSBC:
Bom dia a todos, a nossa pergunta já foi respondida, obrigado.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Sérgio Tamashiro, Safra.

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Bom dia a todos, Sattamini, Zaroni. Bem, eu tinha algumas perguntas aqui, mas limitar aqui a essas duas. Primeiro só fazendo um *follow-up* aqui sobre o GSF. Está mencionando ENA ficar para cima, também o despacho das térmicas, mas e com relação a apenas a crescimento da demanda, quanto é que vocês estão estimando de crescimento de carga? E no final, acabou não respondendo, quanto é que vocês estão esperando de GSF para o ano que vem?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Exatamente o que eu respondi, Sérgio, o crescimento de carga a gente estima aí 4%, uma coisa assim, mas tem que verificar o que a gente usou na prática, Mas... Agora, o GSF ele é um negócio, qualquer número é especulação, é simulação, é baseado no seguinte, se eu considero que vai crescer 4% e vai ter tanto de térmica e vai ter tanto de afluência, vou ter um GSF, se eu mudo esses números, vou ter outro. Quer dizer, eu tenho, eu posso ter um erro aí absurdo, e eu não vou falar o que a gente está considerando porque é uma coisa muito sensível.

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Está certo. Bem, aí pelo lado de investimentos, você mencionou lá de quatro usinas, eólicas e térmicas, você pode abrir quanto que é o CAPEX de cada um desses projetos, estão imaginando, e com a com a TIR esperando. Ou pelo menos, se não falar sobre TIR de cada um dos projetos, mas pelo menos como é que vocês estão dando a

sensibilidade TIR de eólica sobre o UTE, qual que você acha que tem que exigir, tem um maior risco então tem que consequentemente ter um maior retorno?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Sérgio, nós não vamos falar sobre isso porque nós estamos ainda negociando os contratos EPC, nós não sabemos quais são as exigências das licenças, como é que vai ser a conexão da linha e tal, aí nós temos critérios internos, que a gente investe para ter resultado dentro daquilo que a empresa e o grupo deseja, mas não dá para falar ainda.

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Mas vocês sentem que os projetos térmicos têm riscos mais elevados do que os eólicos?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Normalmente sim, normalmente tem, mas no caso do térmico a carvão local, o risco também é baixo, digamos assim.

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Está certo. Bom, última pergunta, vocês têm, com essa continuidade de governo aqui, mas com a necessidade de fazer os ajustes fiscais, isso tudo, vocês tem expectativa que vão estar alterando a TJLP, já que grande parte do custo financeiro é em TJLP?

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Sérgio, eu ainda não tenho opinião formada sobre isso, na verdade. Eu acho que é uma discussão que precisa ser travada. Eu acho que você precisa ter investimento de infraestrutura no país, acho que isso ficou bastante notado, mas eu acho que então depende muito como vai comportar os outros juros, as outras possibilidades de financiamento, e aí tem o problema da inflação, o problema do câmbio, quer dizer, é difícil te responder essa pergunta assim, qualquer coisa que eu falar vai ser chute. Então, prefiro não te responder.

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Está certo. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Essa talvez seja uma pergunta boa para o próximo Ministro da Fazenda, não é?

Sérgio Tamashiro - Banco Safra:
Está certo.

Operadora:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Pedro Manfredini, Credit Suisse.

Pedro Manfredini - Credit Suisse:
Boa tarde Zaroni, Sattamini, Previtali. Eu tenho duas perguntas. Primeiro quanto ao tamanho, se vocês pudessem dar uma ideia do tamanho da alocação que foi feita no terceiro trimestre, a gente entende que no primeiro semestre a gente na posição *short*, e no segundo semestre a posição *long*. Mas dá para entender entre o terceiro e quarto tri qual o trimestre você vai ter uma posição mais *long*? Isso foi feito uma posição igual entre o terceiro igual trimestre? E a minha segunda pergunta, eu vejo aqui no balanço de vocês que hoje para 2015 existe uma sobra que garante aí uma exposição a um GSF de 2% a 3% da tua capacidade hídrica, caso dezembro já comece a apresentar chuvas abaixo da média. Porque quando você começa o ENA a despontar, qual é a estratégia da empresa para a contratação de um possível GSF acima desse 2% a 3%, a fim de evitar possível GSF para geradora, para quem tiver *short* no mercado, isso já acontece em dezembro, janeiro? Você pode passar uma ideia de quanto você veria mercado para poder tentar cobrir um possível GSF maior do que essa tua sobra de energia para 2015? Obrigado.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Primeiro eu vou te responder a parte do GSF. Contratar para o ano que vem, hoje, nos preços que estão não resolve nada. Os preços que estão sendo praticados são muito altos, então isso aí não. Mas não se preocupe não porque não é esse número aí que corresponde a X%. Nós temos uma flexibilidade muito grande que é a geração termoelétrica e nós podemos, quando nós tomamos uma decisão, quando nós vamos tomar a decisão em dezembro, para fazer a locação, a gente considera tudo isso, e pode deslocar a manutenção das termoelétricas, aumenta significativamente a nossa disponibilidade de energia. Então isso aí é, vamos dizer, gerenciável, a gente gerencia o portfólio de maneira, no nosso modo de entender, a maximizar a locação, maximizar os ganhos. Evidentemente, às vezes a gente erra, a gente não acerta sempre. A gente tem uma história de acertar bastante, e de vez em quando a gente dá uma errada, e o comportamento não fica igual ao que a gente espera. Com relação à locação, a gente só pode dizer nesse ano que o segundo semestre ele é basicamente vendedor, agora o tamanho da locação, mais ou menos, a gente não comenta porque seria te dizer o quanto a gente vai receber e como vai ser o resultado.

Pedro Manfredini - Credit Suisse:
Mas você não consegue nem dizer se a tua locação no quarto tri é maior do que o terceiro, ou menor?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Tenta fazer a conta Pedro, não dá para a gente falar isso.

Pedro Manfredini - Credit Suisse:
Está bom. Obrigado Sattamini, valeu. Tchau.

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

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Bom dia, obrigado aí pela participação. Obrigado pelas perguntas inteligentes, essas perguntas estão ficando cada vez melhores. Então a gente fica com mais dificuldade para responder. Tem pergunta que deveria ser feita para o Ministro da Fazenda, então é difícil para a gente que é uma empresa licitada, de governança, ficar entrando em tudo quanto é assunto, e dando a posição, que todos nós temos a nossa posição formada, mas nós não temos o direito, às vezes, de externar. Isso aí poderia criar alguma dificuldade. Então é isso, eu acho que a gente está recuperando conforme a gente tinha prometido, recuperando resultado, e esperamos conseguir resolver a contento esse problema que está colocado na mesa, da mudança da regra do PLD, e principalmente da mudança da regra de pagamento do encargo de serviço e sistema, e que a gente tenha agora uma maior abertura para discutir as questões do setor, não ter essas decisões tomadas a portas fechadas aí como tivemos no passado, como da CNPE 03. Eu acho que a gente tem, o modelo nosso é saudável, é bom, mas a gente tem muito para melhorar. Só isso, obrigado.

Operadora:
A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham um bom dia.