Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Primeiro Trimestre de 2016

06 de maio de 2016

Operadora:

*Bom dia. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do primeiro trimestre de 2016. 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, gostaríamos de esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da Companhia, devem ser tratadas como previsões, independentemente 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 Eduardo Sattamini, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Tractebel Energia, e o senhor Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Tractebel Energia no primeiro trimestre de 2016. E a senhora Anamélia Medeiros, Gerente de Relações com o Mercado da ENGIE Energy Latin America, que fará uma a atualização sobre a implementação da Usina Hidrelétrica Jirau. Logo após responderão às questões que eventualmente sejam formuladas. Agora eu passo a palavra ao Eduardo Sattamini. Por favor, pode prosseguir.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Bom dia a todos. É um prazer estar com vocês aqui novamente. Um trimestre com poucas surpresas, bastante em linha com o planejado. Nós vamos começar então a apresentação na página 4 onde a gente destaca os principais indicadores operacionais. A receita líquida de vendas ela é praticamente estável, com uma pequena redução, principalmente em função da menor quantidade de energia vendida e menor também quantidade de energia liquidada no mercado de curto prazo, parcialmente compensado pela melhoria do preço médio, que vocês também podem notar, foi de 5,9% trimestre a trimestre. Deu então uma pequena variação de menos R$ 15, 16 milhões, ou seja, menos 0,9% em trimestre a trimestre. O EBITDA ele subiu 0,4%, R$ 2,9 milhões, basicamente em linha com o trimestre anterior. Tivemos um evento de redução de custo significativo, como uma contribuição de uma reversão de tributos. Mas de qualquer maneira se a

gente olhar a evolução do custo trimestre a trimestre, nós tivemos uma redução real de custo, mostrando uma disciplina de custo em um ano de crise, de dificuldade que a gente vem tendo. Então a nossa margem subiu de 48,8% para 49,5% no trimestre a trimestre. Lucro líquido 0,7% a maior. A dívida líquida caindo significativamente, isso foi um planejamento nosso em função da dificuldade que o mercado de capitais tem apresentado durante o ano de 2015. E a gente também, frente aos planos de investimentos que a Companhia tem para os próximos anos. Produção de energia elétrica teve uma redução de 8,1%, principalmente em função da redução da geração térmica. Lembro que o ano passado, em plena crise hidrológica, início de 2015, as térmicas gerando total, a capacidade total delas. Nós tivemos também uma redução pequena aí, e nas não convencionais renováveis. Isso gerou esse 8,1% de queda. Energia vendida também uma pequena redução, em função principalmente do término dos contratos bilaterais, e isso em função também de alguma redução de contratos com as distribuidoras. Preço líquido já falamos, ele subiu 5,9%, um pouco mais do que a inflação, principalmente porque o ano de 2015, ali naquele primeiro trimestre teve um impacto grande de contratos de mais curto prazo com as comercializadoras, a preços de PLD da ordem de R$ 380 reais por MWhora. Então isso também foi uma das razões para que o preço ele não tivesse subido totalmente ou integralmente à inflação, mas se vocês olharem naquele trimestre, em comparação ao trimestre do ano anterior a gente teve mais do que o dobro da inflação entre o primeiro semestre de 2015 e o primeiro trimestre de 2014. Número de empregados reduziu um pouco, isso já começa a refletir, o plano de demissão voluntária, que vem ocorrendo. A gente teve algumas indicações de vagas durante o processo de substituição das pessoas, e ao longo de 2016 é provável que apresentemos aí alguma redução de quadro, mostrando que esse plano de demissão voluntária começa a então gerar os benefícios de redução de custos e de pessoal.

Vamos para o slide 5 onde a gente fala dos destaques do trimestre e dos eventos subsequentes. O primeiro, o projeto de P&D em Energia Solar Fotovoltaica, a Tractebel Energia recebeu em 23º lugar um prêmio 'Expressão em Ecologia,' na categoria Inovação Tecnológica. No dia 14.04 como evento subsequente a Ficht reafirmou o ratting nacional de longo prazo da Tractebel em AAA, perspectiva estável, e o de escala internacional também foram reafirmados em BBB, para emissões em moeda nacional com perspectiva estável, em BBB- com perspectiva negativa para emissões de moeda estrangeira, refletindo o recente abaixamento do ratting soberano para BB+. Hoje a notícia nos jornais é que o soberano caiu para BB puro. Então pode ser que alguma movimentação nos ratings internacionais ocorra. Mas garantimos aí, depois de uma análise longa da Ficht, e uma interação longa conosco, o AAA Brasil, na escala Brasil. Também como evento subsequente no dia 19.04, a Companhia adquiriu 50% do capital, na verdade, uma empresa chamada GD Brasil Energia Solar, que é do Grupo Araxá, e ela passou a se chamar Engie Solar. Ou seja, não foi uma aquisição do grupo, foi uma aquisição de um terceiro. Na verdade essa empresa ela é responsável, e ela tem como objetivo a entrada

no mercado de geração distribuída, painéis solares nas residências, de algum início de atividade da Companhia no mercado direto ao consumidor. E o plano, na verdade, de aquisição ele é um plano de gestão de recursos para que essa empresa tenha um capital de giro e a qualidade de gestão necessária para o seu crescimento. Um plano ousado, e que vai iniciar essa transformação da Companhia e a sua proximidade maior junto aos clientes finais. Nos nossos projetos, na UTE Pampa Sul foram contratados os fornecedores de correia transportadora de carvão e da linha de transmissão, e a Declaração de Utilidade Pública da Transmissão, foi emitida pela Aneel. Isso caracteriza aí a normalidade do projeto e traz uma tranquilidade de que ele está em dia e que entrará dentro do esperado, entrará em operação dentro do esperado. Aquela coisa do Complexo Eólico de Santa Mônica, foi concluída a montagem da primeira torre, utilizando o inédito dispositivo Eolift. É um dispositivo que é basicamente um elevador de peças da torre, e ele vai montando a torre de uma base fixa. Então um dispositivo bastante interessante, que tem uma foto um pouco mais adiante aqui na apresentação, para mostrar aos senhores.

Passando para o slide da página 6, não tem nenhuma grande alteração dentro da linha de controle. Eu acho que não vale nenhuma grande explicação.

No slide 7 nós temos um fato interessante, nós tivemos uma redução de capacidade, se você olhar do último trimestre para agora. Nós tivemos uma redefinição da capacidade instalada da Usina de Charqueadas. Ela tinha 72 MW, reduziu 36 MW, para ficar apenas com duas máquinas, de forma a buscar uma redução da penalização do reembolso do carvão nessa usina durante esse ano. E nós tomamos a decisão ontem no Conselho da Companhia, de desativar essa usina, que já chegou ao fim da sua vida útil, ela tem 54 anos de operação, tem equipamentos com mais de 300 mil horas de utilidade, de utilização, e a ideia então do grupo é, com esse processo, desativá-la a partir do final de agosto. Ou seja, devemos então no terceiro trimestre apresentar uma redução de mais 36 MW, que seriam as duas máquinas que ainda permaneceram operando e permanecerão operando pelo sistema até aquela data. Mas nós temos, isso também está em linha com a visão da ENGIE no mundo, de aos poucos diminuir as suas pegadas com relação às emissões, e essa usina era uma usina velha, ineficiente, e que tinha uma missão relativamente elevada em função da energia gerada.

No slide 8 é onde a gente fala da liderança da Companhia entre os geradores prIvados, continuamos aí com a liderança. Hoje temos um novo player um pouco mais próximo de nós, mas a nossa intenção é continuar líder no mercado, não a qualquer custo, mas sim com agregação de capacidade rentável e que faça sentido para a estratégia de longo prazo da Companhia.

No slide 9 é a apresentação do nosso portfólio de clientes, entre clientes livres e clientes regulados, traders. A gente sempre fala aqui que a estratégia da Companhia é estar atuando nos dois mercados, um mercado que a gente contrata em curto prazo, estabilidade de fluxo de caixa, e o outro que permite também captura de oportunidades no mercado livre. Então dentro dessa importância do mercado livre, e que evita com

que a gente tenha que vender energia de usinas existentes no mercado regulado a preço baixo.
A gente dá muita atenção e por isso a gente tem, como vocês podem ver na página 10, na apresentação, uma diversidade, uma diversificação de segmentos que a gente atende de forma a não correr risco sistêmico, e uma análise de crédito bastante rigorosa, e vem nos garantindo até hoje um nível zero de inadimplência. É óbvio, a gente sempre fala aqui, o nível zero, não é que a gente não tenha atraso, a gente tem atraso, mas normalmente os contratos são cobertos por garantias e essas inadimplências de curto prazo elas são sempre sanadas.
No slide 12 a gente fala um pouco de mercado. A gente observa um excesso, no gráfico da esquerda a gente observa que tem um excesso de energia, de disponibilidade de energia, um mercado desbalanceado no momento, e isso tem gerado uma previsão junto com o PLD baixo em função dessa visão também do mecanismo de cálculo de preços desse excesso, no futuro o PLD também se encontra em nível baixo, e isso tem pressionado um pouco o preço de curto prazo para baixo. E a gente viu aí no início do ano preços baixos começam a melhorar um pouco agora com duas componentes. Uma primeira componente que é rumores de uma eventual reavaliação do sistema de cálculo do PLD, aumentando a componente de risco. E um segundo, que seria, um componente que seria também a situação hidrológica um pouco pior, observada agora no mês de abril e esperada para o mês de maio. Então esses dois componentes têm, de uma certa maneira, já efetuado o PLD, subindo aí para níveis por volta de R$ 80, R$ 80 e poucos reais/MWhora, e em termos também desse longo prazo a gente começa a observar que o mercado já pratica preços um pouco maiores do que o mês passado, por exemplo. Bom, o PLD, como a gente mencionou, está aí na primeira semana de maio na ordem de R$ 86 reais por MWhora, ao longo com 103, e isso tem se caracterizado com um PLD um pouco mais baixo esse ano em função dessa situação dessa oferta, e a melhoria hidrológica que ocorreu aí em janeiro, basicamente em função da melhoria dos níveis dos reservatórios.
No slide 14 a posição de energia da Companhia. A gente tem 5% hoje da energia de 2016 descontratada. Eu diria que na verdade isso aqui também é uma situação teórica, porque considera que as termoelétricas estão sendo despachadas dentro da sua capacidade comercial, e na verdade elas não sendo despachadas, a gente tem uma necessidade contrária. Então, na verdade a gente vai estar muito próximo do equilíbrio, ou talvez até um pouco short no ano de 2016, na medida que as térmicas não são despachadas. É óbvio que se o preço PLD por alguma razão vier a subir as térmicas seriam despachadas por ordem de mérito e aí cobririam esse risco de estar um pouco short. 2017 a gente também tem um volume baixo de energia, ainda a vender, estamos fazendo algumas operações de comercialização incluindo o ano de 2017. Mas isso acontece normalmente através de atividades de compra e venda para esse ano, complementando com o nosso portfólio de 2018 em diante. Então já estamos atingindo

aí o nosso nível mínimo, eu diria, de reservas para 2017, fazendo com que exista a necessidade de comprar produtos aumentar as compras para esse ano.
No slide da direita, é o slide que a gente apresenta sempre, é a maneira que a Companhia administra o seu risco de energia, ou seja, ela contrata energia, ela está sempre contratando energia, sempre vendendo energia, de tal forma a amenizar os movimentos de subida e de descida de preços.
Página 15 o nosso balanço de energia, basicamente uma ferramenta para modelagem e entendimento do nosso portfólio. Talvez nenhum grande destaque aqui necessário a ser feito. A gente tem tido uma atividade de compra para reposição de portfólio, manutenção de clientes, e também temos tido uma atividade de vendas bastante ativa. Se a gente olhar aí a nossa posição de energia vendida desse trimestre em relação ao trimestre passado vocês vão ver quantidades bastante significativas aí nos anos de 2017, 2018, é um pouco menos em 2019, 2020, enfim. A gente tem tido uma atividade boa de venda, de tal forma a manter a nossa carteira. E ela vem, de alguma forma, atrelada também a uma estratégia de compra de energia e ganho de marca.
Bom, nós vamos passar para a expansão. Na expansão nós vamos ter algumas novidades, a gente vai começar pelo Projeto Jirau. O Projeto Jirau é um projeto que, dentro do estágio que ele se encontra, quase finda a construção, e deve ser um projeto, deve-se iniciar o processo em breve, o processo de transferência da ENGIE para a Tractebel Energia. Nós também teremos uma operação, a Anamélia, que hoje é a pessoa que acompanha o projeto e nos comunica com o mercado, e ela está assumindo novos desafios no headquarter da ENGIE, em Paris, deve nos deixar, e com isso a gente vai concentrar as informações do projeto a partir de agora, até para que a Tractebel comece também ter um nível maior de interação com o projeto, no Rafael Bósio. Então eu vou passar a palavra para a Anamélia, e também de uma certa maneira a despedida dela da função de Relações com o Mercado da ENGIE, responsável pelos projetos desenvolvidos na controladora. Por favor, a Anamélia.

Anamélia Medeiros – Gerente de Relações com o Mercado da ENGIE Energy Latin America:
Obrigado Sattamini, bom a todos. Fazendo uma atualização do Projeto Jirau em relação ao último call que nós tivemos, a gente anuncia um aumento da energia assegurada, que anteriormente a gente tinha 2.185 MW médios de energia assegurada, subimos para 2.205 MW médios, em virtude da revisão do cálculo das perdas hidráulicas relativas à Jirau. 72% dessa energia hoje está contratada nos leilões A-5 e A-3 com PPA de 30 anos indexados à inflação, e já com um nível de proteção em relação ao déficit de energia elétrica de 8% e 10%, respectivamente. Optamos por produtos diferenciados para cada um desses contratos. O restante, 0,8%, que é relativo a essa revisão das perdas hidráulicas, que resultou em 20 MW médios de aumento de capacidade, de energia assegurada, essa quantidade foi contratada também no último leilão A-1, sendo relativo a 0,8% da energia assegurada total por meio de um PPA de três anos, também indexado

à inflação. Como é de conhecimento de todos, o saldo da energia disponível no nível do projeto é hoje comercializado com os acionistas ENGIE, Chesf e Eletrosul. Em relação às discussões sobre a excludente de responsabilidade relativa aos atos de vandalismo de 2011, 2012, que a gente não tem muita novidade em relação ao último call de resultados. Nós tivemos a decisão judicial em favor do reconhecimento dos 535 dias em primeira instância pela ESBR, só que o processo continua em análise em segunda instância.

As condições de financiamento também tem sido continuamente divulgadas, não há nenhuma diferença em relação aos calls anteriores. E eu chamaria a atenção aqui para vocês da página direita, que a gente já coloca dentro do portfólio de contratos da ESBR o valor de 18 MW médios, e equivale justamente ao valor contratado no mercado A-1 no período de 2016 a 2018.

Indo para o slide 18, fazendo um update da obra, hoje nós temos 42 unidades já instaladas, sendo duas em fase avançada de montagem e comissionamento. Lembrando sempre que a energia assegurada ela foi atingida com a 33ª unidade, que ocorreu em julho de 2015, então nós já estamos com plena energia assegurada desde então. Um ponto bastante positivo em relação ao Projeto de Jirau é que a hidrelétrica ela hoje é o projeto com maior índice de disponibilidade no sistema interligado nacional, muito próximo a 99,4%, e isso é resultado de todos os processos de qualidade e da boa engenharia do projeto. A obra ela tem a previsão de conclusão agora no segundo semestre de 2016, e conforme eu já falei, a gente tem esses 20,5 MW médios a mais, em virtude da revisão dos cálculos de perdas hidráulicas.

E para finalizar, a gente sempre cita as opções de criação de valor. Hoje estão um pouco mais avançadas, referem-se a potencial energia assegurada adicional através da autorização da operação de reservatório em conta constante, que hoje é o reservatório variável, que varia conforme o regime hidrológico do Rio Madeira. Então a ideia é que a gente negocie com o governo a operação em cota constante, para que a gente possa sem novos investimentos aumentar a energia assegurada adicional da usina. Além dos incentivos fiscais adicionais de longo prazo como na região, como a SUDAN e o próprio ICMS.

Volto a palavra para o diretor Sattamini, para continuar com a descrição do plano de expansão da Tractebel Energia.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:

Só complementando, no slide 19 nós temos aí a casa de força totalmente completa, vocês podem ver na fotografia aqui em destaque, e as máquinas estão em fase de montagem. A fase de construção terminará no final do ano, e então é o momento adequado para que a gente comece a analisar a maneira de trazer a usina para o portfólio da Tractebel Energia. Lembrando que o processo é um processo que deve começar pela proposta do Conselho de Administração da Companhia, onde será montado então um Comitê de Partes Relacionadas, e esse Comitê então será

responsável pela negociação do preço e das condições de transferência em nome da Tractebel, junto com o órgão controlador.
Bom, na página 20 a gente fala do Projeto Termoelétrico do Pampa Sul. Já começamos a mostrar aqui algumas imagens da construção. A construção segue em passo normal. Lembrando, a capacidade instalada da usina é de 340 MW, ela vendeu a energia no leilão de 2014, em novembro de 2014, a construção é de 25 anos, e ela vai ter um preço contratado aí da ordem de R$ 202 reais por MWhora, base 2014.
No slide 21 nós temos o Complexo Eólico Campo Largo, também foi vendido no leilão de A-5 em 2014, foram vendidos 82,6 MW médios, mas terá um total de 148,5 MW, também adicionados, que serão destinados ao mercado livre.
Indo para o Complexo de Santa Mônica nós temos quatro parques: Estrela, Ouro Verde, Cacimbas e Santa Mônica. Eles totalizam 36 máquinas, a capacidade instalada é de 92,2, esse parque já começa, vocês veem na foto aqui, o Eolift é essa estrutura azul ao pé da torre. O que ele faz, ele vai levantando a torre e colocando novos segmentos embaixo dela. É tecnologia nova, que está sendo utilizado lá no Parque Santa Mônica. É óbvio que toda tecnologia nova surgem algumas dificuldades, geram alguma dor de barriga, mas hoje elas estão superadas, e o projeto vai entrar então em operação até o final do ano.
Na página 23 nós temos a Central Fotovoltaica Assú. Ela tem, nós conseguimos vender essa fotovoltaica no preço marginal do leilão, o leilão de 2015, de energia de reserva. E ele vai ter uma capacidade instalada de 36,7 MWp, a capacidade comercial de 9,2MW médios, e o preço contratado é de aproximadamente R$ 303 reais por MWhora. Portanto, de 20 anos, e o início da construção se dará no ano de 2017.
Na página 24 o pipeline de projetos, o que a gente tem hoje ainda a desenvolver, e que a gente vai mantendo o nosso portfólio para cartonar as oportunidades que eventualmente apareçam. Nós temos mais centrais fotovoltaicas, de Assú, nós temos Santo Agostinho, que é um conjunto de eólicos do Rio Grande do Norte, Campo Largo Fase II, que é para a continuação da fase do site, do mesmo site lá de Campos Largo, onde a gente tem 330 MW. Também atrelado ali as eólicas da Bahia nós temos o Complexo Fotovoltaico Alvorada, que seria o aproveitamento solar das mesmas regiões que nós temos lá no Complexo Campo Largo. Temos ainda também um projeto da UTE Norte Catarinense, em Santa Catarina, e que a gente vem desenvolvendo no momento adequado, e é uma térmica a gás, a gente deve dar andamento ao projeto.
Bom, nós temos agora, como nós falamos, entramos na geração solar distribuída, então nós compramos 50% do capital da Engie Solar. Temos aí um compromisso com a Companhia, de fazer um investimento em gestão, em capital de giro para desenvolver essa nova atividade de geração distribuída de até R$ 24,3 milhões, e isso vai começar a ser, a gente imagina que vai ter uma alta taxa de crescimento de adoção desse tipo de geração distribuída ao longo dos próximos anos.
Passando aí para o slide 27, desempenho financeiro, a gente volta a apresentar ali os números de crescimento a partir de 2015, esperamos voltar aqueles anos de lucro

crescente, em apoio ao que aconteceu então em 2012 para 2013, de 2013 para 2014, nós tivemos aí alguns anos difíceis em função das mudanças regulatórias, em função da hidrologia, mas a nossa expectativa é que o nosso resultado volte a ser um resultado consistente e crescente como era antes dos problemas de 2012-2013.

Na página 28, eu vou falar um pouco da receita líquida de vendas, ela subiu praticamente pelo aumento de preço, aliás, desculpa, na verdade ela caiu um pouco, mas ela teve um componente positivo de aumento de preço. A queda no mercado de curto prazo, em função do PLD bem mais baixo, como a gente já mencionou, quando a gente olha só o lado da receita você teve um PLD médio da ordem de R$ 380,00 no ano de 2015, um PLD médio no ano de 2016 na ordem de R$ 30,00 e poucos, então naturalmente, mesmo que a quantidade não fosse menor, e que foi efetivamente, tivemos menos alocação no ano de 2016 do que de 2015, essa receita no mercado de curto prazo já teria caído. E tivemos um menor volume de vendas efetivamente porque reduzimos mais ou menos 185 MW médios nas nossas vendas em função de alguns contratos que se extinguiram. Era previsto que esses contratos iriam se extinguir, mas fazia parte também da migração dessa quantidade de energia para suprir a nossa reserva no ano de 2016.

Na página 29 a evolução do EBITDA, nós tivemos um pequeno aumento de aproximadamente R$ 3 milhões. A primeira componente que a gente apresenta é a questão das provisões, nós tínhamos provisões no primeiro trimestre de 2015 relativas a gasto de combustível, em função de alguns questionamentos legais que tínhamos com relação ao preço, mas mesmo assim fazíamos a provisão desses valores, em função da magnitude da potencial perda. Em que pese a nossa avaliação é que a perda seria classificada como possível e não provável. Mas então esse ano nós não tivemos, como não tivemos uma geração térmica muito elevada esses valores ficaram bem menores, e além disso o CVU da usina em questão também foi revisitado, foi revisto, e ele protege um pouco mais a Companhia. Com relação, também tivemos uma maior receita líquida de vendas de energia contratada, em função do maior preço, apesar da menor quantidade o componente líquido é positivo. Tivemos um menor custo de serviço de terceiros, nós tivemos aí um benefício fiscal de uma recuperação de imposto. Mas de qualquer maneira quando a gente olha em termos gerais houve uma redução de custos, um esforço da Companhia de ajustar os seus custos a uma nova realidade. E nós tivemos uma componente bastante negativa, como falamos, uma maior alocação em 2015 em relação a 2016, que contribuiu no EBITDA com uma redução de R$ 113 milhões, se comparado trimestre a trimestre.

Passando então para a página 30, onde a gente fala do lucro líquido, eu acho que não tem nenhuma grande surpresa trimestre a trimestre. A única coisa é que nós temos mais uma vez aqui uma contribuição de aproximadamente R$ 30 e poucos milhões relativos a uma causa que ganhamos contra questões regulatórias da época do setorial, de correção monetária de valores a receber. Então conseguimos receber um determinado valor, parte dele é uma parte incontroversa, ou seja, não existe mais questionamento.

Essa parte nós consideramos então como receita efetiva e definitiva no valor de R$ 37,2 milhões. Uma outra parte ainda está sendo destinada, então no que pese a gente tem a possibilidade de sacar, e isso vai representar um aumento nosso de caixa, nós ainda não lançamos até que seja tomada a decisão final, que a gente se sinta um pouco mais confortável com relação a certeza de que esses créditos serão efetivamente nossos. Com isso a gente tem uma evolução aí do lucro líquido da ordem de 0,7, passando de R$ 345 milhões para R$ 347 milhões.

Página 31, endividamento. O endividamento da Companhia é um endividamento líquido bastante baixo, a posição de caixa bastante robusta. Vocês vão ver, teremos aí alguns compromissos até o final do ano, de liquidação de operações feitas de curto prazo para financiar os projetos. Nós vamos liquidar essas operações, esperamos que algumas operações financeiras venham a substituir essas operações de curto prazo, agora que o mercado está demonstrando algum tipo de alívio em termos de taxa, baixamos um ponto, a NTNB 24 baixou dos 6%, então voltam as condições de mercado que a gente tinha lá em 2014 quando nós empreendemos os projetos como Pampa e Campo Largo, então a probabilidade é que a gente então volte ao mercado demais longo prazo, para poder liquidar essas operações de curto prazo. E obviamente o caixa deve suportar aí uma distribuição de dividendos durante o ano de 2016 e 2017.

Bom, na página 32 nós temos a evolução da dívida líquida dos principais componentes, a forte geração de caixa operacional, e em contrapartida os pagamentos de dividendos de juros sobre o capital próprio, dos investimentos que foram feitos, e a operação de hedge aqui no caso é a reversão de operações. Na verdade é a reversão de tendência de desvalorização cambial que gerou esse dispositivo em algum momento. Lembrando que as operações todas em moedas estrangeiras que nós temos são 100% hedgeadas, tanto as operações financeiras de dívida em dólar conveniadas e swapadas para CDI quanto as dívidas com relação aos projetos também, que tem o hedge equivalente para os equipamentos no perfil de desembolso de cada um dos projetos.

Na página 33 a gente vê aquela concentração de dívida em 2016, alguma coisa já foi paga, lembrando que a gente estava com um valor um pouco acima de R$ 1 bilhão, e esse valor que eles têm aqui ele é uma componente das nossas obrigações ainda remanescentes, BNDES, que são as obrigações de longo prazo mais o investimento das operações de 4131, swapadas para a CDI, que a gente já mencionou. O custo da dívida é da ordem de 11,2% nominal, a maior parte TJLP, BNDES. Então um valor, um custo de dívida bastante defensivo.

Na página 34 a gente olha então aqui o nosso programa de investimento, é uma das razões da gente ter hoje um nível de endividamento baixo, além do que a gente pretende e imagina que com a operação de Jirau vá acontecer no final do ano para o início do ano que vem, que vem também agregar algum tipo de endividamento para a Companhia. Mas nós temos aqui só nos anos de 2017 e 2018 algo em torno em quase R$ 6 bilhões de reais de investimento, uma boa parte dele será financiado, e isso também irá fazer com que a gente tenha um nível de alavancagem um pouco maior,

com eficiência de estrutura de capital um pouco melhor. Foi proposital essa redução, e isso era uma preocupação da Companhia, de manter liquidez, de garantir esses ratings, até porque esses ratings são necessários para que a Companhia garanta a sua posição competitiva no mercado.
No slide 35 a política dos dividendos, que todo mundo conhece, de 30% do mínimo legal do nosso mínimo estatutário, e 55% é o mínimo comprometido com o mercado, a gente baixou nos últimos dois anos, pela estratégia que a gente já mencionou. Mas a gente, quase sempre, quando o caixa permite, a gente não tem o objetivo na Companhia de reter caixa, apenas em situações extremas. Então a gente deve voltar a trabalhar com um caixa, vamos dizer que a estabilidade volte, a gente deve voltar a trabalhar com um caixa um pouco menos robusto, como está hoje.
E é essa a apresentação nossa do trimestre, estamos abertos aí para as perguntas que os senhores queiram.

Operadora:
*Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digite asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista digite asterisco 2 (*2). A primeira pergunta vem do senhor Vinícius Canheu, Credit Suisse.*

Vinícius Canheu - Credit Suisse:
Oi Sattamini, bom dia, obrigado pela apresentação. No press release vocês comentam que houve um impacto no diferencial dos PLDs nos submercados, no resultado. Eu queria saber se você pode quantificar para a gente o quanto foi e explicar a motivação aqui desse impacto, se vocês têm alguma venda relevante para o nordeste, ou se é algum outro tipo de consequência da exportação de energia que aconteceu durante o trimestre. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Olha só, existe sim alguma exposição do submercado, do nordeste, pontual. Não é a informação que a gente divulga, em termos de volume, e ela é variável essa disposição, depende também da quantidade de geração dos nossos parques. Então você apontou bem, teve um efeito disso, mas a gente não dimensiona isso, é informação que a gente não divulga.

Vinícius Canheu - Credit Suisse:
Está bom, obrigado.

Operadora:
Próxima pergunta, Miguel Rodrigues, Morgan Stanley.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Bom dia a todos. Sattamini, eu tenho duas perguntas. Primeiro eu gostaria que vocês comentassem a possível mudança na metodologia do PLD. Vocês também entendem que é necessário um aumento do componente de aversão ao risco, e se vocês consideram que a forma correta de fazer essa mudança é realmente através da redução do alfa, que é o que vem sendo comentado no mercado, ou vocês acreditam que o modelo de preços têm outras deficiências e precisaria ser visitado de uma forma mais ampla? A segunda pergunta é sobre o portfólio de energia, vocês apresentaram aumento expressivo nas vendas bilaterais atingindo até uns 6% do total dos recursos próprios em 2018, se eu não me engano. E sugere que a falta de liquidez no passado já ficou para trás, e a gente tem um maior apetite dos consumidores industriais. Então eu queria confirmar isso. E nesse sentido também, dentro do possível, se você puder dividir os prazos, os preços praticados, de preferências gerais, principalmente para prazos mais longos. São essas as duas perguntas. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Vamos lá. Com relação a mudança de PLD eu não gostaria de me posicionar, a Companhia tem discutido isso a nível das associações, e eu não gostaria de antecipar a posição da Companhia. Com relação a níveis de preço, o que a gente veio observando é que essa mudança do nível de preço, da metodologia do cálculo de preço vem já afetando positivamente mais de médio, de curto e médio prazo. Nós estamos falando aí em níveis de preço acima dos R$ 130 a R$ 135 já para o próximo ano, diria com uma tendência crescente. Vocês sabem que os primeiros três anos talvez eles tenham uma influência grande da situação, tanto do PLD quanto dos excessos externos, mas a partir de 2020, 2021 eles passam a convergir para o custo marginal de expansão. E o custo marginal de expansão não vai ser menor do que o que ele foi num passado recente, o custo de construção de usinas eles continuam pressionados, muita componente importada, muito material comotizado, que o preço é em dólar. Então a gente observa aí preços de eólicas acima de R$ 220, preço de usina hidrelétrica na casa dos R$ 160 para cima, dependendo do porte, dependendo do tipo de usina. Então o que a gente vê é que no longo prazo a tendência de preços é alta, de pressões altistas de preços. Num curto prazo a gente vive um excesso de oferta em função da redução da produção industrial, da redução do consumo, e que pode se comportar, dependendo de como a economia se comporta, pode se pensar eventualmente, se a economia se recupere, as reduções, esse excesso vai se reduzir. Outro fator também que pode trazer algum tipo de alteração nesse cenário é a própria hidrologia. A hidrologia ela não se configurou ainda de uma maneira forte. A gente está vendo aí que a gente está tendo uma situação um pouco mais seca agora no mês de abril, e a perspectiva de maio também. Então o que a gente vê é que o preços já estão um pouco melhores do que, eu diria, no final do trimestre passado, em função de alguns fatores, mas que o preço ao longo prazo também está se

comportando, está reagindo a essa oferta um pouco mais cara a partir aí de 2021 ou 2022.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Está ótimo. Obrigado.

Operadora:
A próxima pergunta vem de Marcelo Sá, Banco UBS.

Marcelo Sá - UBS:
... mantem relação a alocação de energia para o ano. Eu queria só confirmar se vocês ficaram mais short, não só pela térmica, mas por alocação mesmo, nesse trimestre, e a tendência é que isso seja de alguma forma revertida para o resto do ano, se é possível pensar isso. E o outro que me chamou até a atenção, é que vocês falaram preço a longo prazo de R$ 130, R$ 135, o que decide, eu acho que até é uma referência que a maioria das pessoas usam assim, está sinalizando aí por volta de R$ 125 para um contrato de três anos a partir de 2017. Mas aí são os meus pontos. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Marcelo, vamos lá. Bom, preço, porque a gente já estava falando de preço, ou seja, os preços estão um pouco mais altos. Que eu te falei, eu acho que você encontrou preços abaixo aí, R$ 120, R$ 125 há um mês, um mês e meio atrás, mas você, a gente está observando uma reação recente do preço, indo para esse patamar que a gente comentou para você agora, R$ 135, por aí, para os próximos três anos. O R$ 135 subindo. E com relação a nossa posição de alocação, a gente normalmente não dá informação, vocês vão percebendo a partir do momento que a gente, os trimestres vão passando. A única coisa que eu posso te dizer é que se você olhar o nível de preços baixos, PLD baixos, as nossas térmicas que ainda não despacharam e eu fico net comprador. Isso é o que você vai, o que eu posso falar com relação a nossa posição de alocação.

Marcelo Sá - UBS:
Está ótimo. Obrigado.

Operadora:
*Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1). Nossa próxima pergunta vem do senhor Miguel Rodrigues.*

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Sattamini, só mais um ponto. Vocês já comentaram diversas vezes no passado que estão analisando os ativos de geração que estão à venda no mercado. Eu gostaria de ter um update, enfim, do apetite de vocês para o crescimento através de M&A, enfim,

convicção, como é que vem encaminhando nesse sentido. Parece de fato uma avenida de crescimento, faz sentido, ou vocês vêm ficando menos animados com essa possibilidade?

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Eu diria que a gente está mais para o segundo. Não é assim uma, a gente não olha os ativos que estão à venda como um fit muito adequado por algumas razões. E a gente não tem tido assim uma atividade muito intensa no M&A. É óbvio que a gente olha, a gente analisa aí a oportunidade, se acontecer a gente tenta capturar, mas eu diria que a gente não se sente assim super animado com as oportunidades que tem aparecido no mercado não. Então não é uma, a gente tem dado prioridade ao crescimento, através de projetos Greenfield, e controlados por nós, e controlados no sentido da sua implementação, da maneira e dos processos de implementação, mais do que através de M&A.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Está ótimo. Obrigado.

Operadora:
Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao senhor Eduardo Sattamini para as considerações finais. Por favor, senhor Eduardo.

Eduardo Sattamini – Diretor Financeiro e Relação com Investidores:
Eu queria agradecer a todos aí pela atenção, pelas perguntas, e nos colocar à disposição aí através de nossa equipe de RI para eventuais detalhes e informações mais específicas que vocês tenham interesse. Muito obrigado a todos e um bom dia.

Operadora:
A audioconferência da Tractebel Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham um bom dia, e obrigado por usarem a Chorus Call.