Local Conference Call

Tractebel Energia

Resultados do Segundo Trimestre de 2013

1 de agosto de 2013

Operadora:
Boa tarde. Essa é a teleconferência da Tractebel Energia, onde serão discutidos os resultados do segundo trimestre de 2013. 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 a participação. Caso seja necessária a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "*0". 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 seção Investidor.

Nele os senhores também poderão obter 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, no desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas à mudanças. Conosco hoje estão 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 segundo trimestre de 2013. E Élio Wolff, Gerente de Relações com o Mercado da GDF SUEZ Energy Latin America, que fará uma atualização sobre a implantação 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:
Boa tarde, a gente não está acostumado com essa maneira, eu vou apresentar os resultados, nós vamos apresentar conforme o anunciado, eu primeiro, depois o Élio, depois volta para mim, e depois o Sattamini vai para a parte financeira. Então vamos lá começar direto no slide número 4, é o de destaques do trimestre. A gente tem na coluna da esquerda trimestre contra trimestre, 2013 contra 2012 e a variação. E na direita 6M13 contra 6M12, e a variação. Então a gente pode dizer que a receita líquida no trimestre cresceu, e também cresceu em 6 meses 13,5%. O EBITDA, ele caiu no segundo trimestre de 2013 em relação ao segundo trimestre de 2012 em função da estratégia de alocação de energia e das compras de curto prazo, sendo que no semestre ele cresceu. A gente ficou vendedor no primeiro trimestre, comprador no segundo, a hidrologia não ajudou muito, depois tivemos uma alteração regulatória, a CNPE 03, que nos obrigou a comprar

um pouco de energia no curto prazo para diminuir a nossa exposição. Então, por isso que o EBITDA caiu no trimestre, no semestre aumentou. A margem EBITDA a mesma coisa, com relação às compras de curto prazo, o lucro líquido caiu um pouco menos no trimestre contra o outro, porque a gente teve um ganho financeiro não recorrente, e aí que deu essa diferença de percentual do EBITDA para o lucro, mas no semestre o lucro foi de 11,9%, que é relevante.

A energia vendida também cresceu nos dois trimestres, no semestre e no trimestre, o preço líquido cresceu e a produção também cresceu bastante, geração térmica elevada, e também geração hidráulica no fim do segundo trimestre. No slide número 5, os destaques do trimestre, o Conselho na reunião do último dia 30, aprovou a distribuição de 100%, *payout* de 100% dos dividendos, totalizando R$ 767,6 milhões, como dividendo intercalar, com base no resultado do primeiro semestre, correspondente a R$ 1,1759 por ação. Ressalto aqui que todo esse dividendo que o controlador GDF SUEZ recebe fica aqui no Brasil e vai para a obra de Jirau, onde está sendo feito grandes investimentos também com capital próprio. Agora em junho, no mês de junho nós concluímos a montagem dos aerogeradores da primeira central eólica chamado Trairi, um dos parques eólicos que estão em construção no Ceará, e devemos ter os consecutivos: Guajirú e Fleixeiras, até o fim do ano. Nós não estamos em operação ainda porque a transmissão está atrasada. Em maio a gente iniciou a construção do primeiro módulo de avaliação, são os módulos pequenos, de 70 KW de pico e a implementação da Usina Solar Fotovoltaica, de 3 MWp, é ao lado, vocês poderão ver amanhã, ela está sendo construída ao lado da Usina Jorge Lacerda, no município de Capivari de Baixo, aqui em Santa Catarina. Esse projeto é um projeto do programa de P&D, da Aneel, cujo principal participante é a Tractebel Energia, e esse programa é R$ 50 e poucos milhões, depois a gente vai ver mais detalhes.

O COD dessa usina de 3MWp está previsto para dezembro e foi feito um investimento de R$ 25 milhões, parte da Tractebel. A Tractebel também foi, mais uma vez, ganhadora do Troféu Transparência, concedido pela Anefac – Fipecafi – Serasa Experian, pela qualidade das demonstrações financeiras, contábeis. Ela foi selecionada na categoria de empresas com faturamento até R$ 5 bilhões. O sexto slide mostra a estrutura, aqui não mudou muita coisa, a única mudança significativa foi na energia sustentável do Brasil, que a GDF fez uma parceria estratégica com a Mitsui e vendeu à Mitsui 20% da participação em Jirau, na ESBR. Então ela passou a ter apenas 40% da Usina de Jirau, que deverá ser transferida futuramente para a Tractebel Energia. Bom, o slide sete mostra o portfólio da Tractebel, um crescimento de 86% nesse período aí de mais de dez anos, e mostra que nós, hoje, somos uma empresa não mais regional, mas uma empresa que tem expansão em todo o Brasil, nós vamos lá do Ceará ao Rio Grande do Sul, é uma coisa bastante complexa você manter a cultura, manter a gestão, com os mesmos valores em todas essas regiões, dá um pouco de trabalho. E, principalmente, a nossa, dentro dos nossos 6.909 MW, com as nossas 22 usinas, nós temos uma complementaridade entre hidrelétrica e termoelétrica.

O fato da gente ter termoelétrica funciona e nos protege um pouco quando a gente tem períodos de baixa hidrologia e, portanto, com alta geração térmica. O slide oito mostra como é a nossa posição em relação aos nossos pares, aqui no Brasil nós somos de longe a maior empresa privada

de geração, com 6.900 MW, e quando entrar Jirau vamos para 8,5 GW. Nós somos mais ou menos o tamanho da CEMIG e da CESP e COPEL, um pouco maior que a COPEL, mas, provavelmente, ficaremos maiores no futuro. Estamos assim, nesse fato, bem posicionado para fazer novas aquisições e consolidar a empresa. O slide nove mostra o perfil do nosso portfólio - nós somos hoje uma das maiores comercializadoras de energia do Brasil. A gente tem no nosso portfólio, estimado para 2013, 51% vendido no mercado regulado, isso são todas as vendas feitas em leilão para novos empreendimentos. Você tem que vender, pelo menos, 70%, mas no começo era 100%, incluindo aquelas energias botox, vendido no mercado regulado para distribuidoras, mas a gente vem avançando bastante também no mercado livre e no mercado de energia especial. A gente já tem 41% vendido para indústria, e 9% para comercializadoras.

Comercializadoras às vezes é o veículo para a gente chegar no consumidor final e também é um veículo que dá liquidez ao mercado. Isso nos dá uma certa estabilidade, flexibilidade, para o nosso portfólio. Estabilidade, contratos de longo prazo com a nossa energia nova, e os contratos que a gente tem com a distribuidora de 8 anos, e flexibilidade e oportunidade de mercado nas energias vendidas aos consumidores finais. A gente com isso também minimiza o risco do outro lado, do comprador. Vocês podem ver, observar no slide número dez, que o nosso portfólio é bastante diversificado, a gente tem hoje 1.721 MW médios vendidos no mercado livre, nós temos assim uma diversificação bastante grande do nosso portfólio, do lado da compra, minimizando o risco do negócio. Quando acontece alguma questão econômica ou financeira, ou na própria indústria, a gente não é tão afetado. E temos um sistema de avaliação de análise de crédito muito eficiente, que tem demonstrado ao longo dos anos muito eficiente, porque nós não temos casos de inadimplência. Só para vocês terem uma ideia, esses 13,5% que é vendido a cimento, os nossos clientes são grandes empresas tipo Lafarge, Cimpor, Votorantim, então é nesse tipo de portfólio que a gente acredita.

Vamos falar um pouco sobre mercado de energia no Brasil, é um slide só, aqui dá para falar bastante coisa. Nós temos um slide com dois gráficos - na esquerda a gente pode olhar, essas barras representam a diferença entre a oferta, oferta estrutural, e o mercado. E ela era grande, ficou negativa em 2007 e 2008, cresceu e se vocês compararem com os trimestres anteriores, essa margem aqui vem diminuindo, diminuindo eu diria até perigosamente, porque, usinas que não entraram, que foram vendidas em leilão, e o atraso de obras. Que não quer dizer muita coisa no curto prazo, porque, como a base do sistema é hidrelétrica, hidrelétrica tem máquina, tem potência instalada, se tiver água pode estar até negativo aqui que não acontece nada, como não aconteceu em 2007 e 2008. Você tem máquina para gerar energia tendo afluência necessária. E tem anos que mesmo com sobra, no caso de 2001, você pode chegar ao racionamento. Porque, o volume de térmica era pequeno, e ainda é pequeno com tendência a crescer. Do lado direito mostra em preto o crescimento da demanda, em vermelho a variação do PLD médio anual, e as barras são os tipos de fonte, hidrelétrica, e a gente pode observar que vem aumentando a participação termelétrica. Aqui tem uma parte que é inflexível, e uma parte que é flexível, que gera quando não tem hidrelétrica, quando não tem energia secundária. Mas a gente pode observar que é uma crista bem apertadinha e isso traz mais volatilidade no preço de curto prazo.

Bom, um pouquinho da nossa estratégia comercial, é o slide quatorze, ele mostra que nós estamos praticamente com tudo contratado até 2015. A gente tem como política comercializar gradativamente a disponibilidade futura, o mercado livre, ele é relativamente pequeno, e a contratação é feita com 3 anos, 4 anos, ou 5 anos, então a gente tem que estar sempre no mercado para poder acompanhar o comportamento do mercado com relação ao preço, e também para aumentar a base de clientes. Então a gente, na verdade procura, é lógico, identificar e vender mais quando o preço está bom, mas não deixa de vender também quando o preço está baixo. Porque isso pode significar uma boa venda no futuro. A gente faz uma média de preço, e o gráfico da direita, de barra, mostra exatamente isso, que a gente vende gradativamente. Só como exemplo, pegar aqui 2015 - 2015 nós tínhamos descontratado no fim de 2009 28%, no fim de 2010 15%, no fim de 2011 13%, no fim de 2012 10%. Então a gente, sempre a cada trimestre isso aqui muda e vai, essa escadinha aqui vai decrescendo mais um pouco.

O slide 15, é um balanço, o nosso balanço de energia. O nosso portfólio dos nossos recursos próprios são estáveis, só vai modificar mais na frente, aqui não está computado a energia de Jirau. As compras, quando você olha no médio e longo prazo também caem, é natural, mas também do mesmo modo, quando a gente vende, a gente compra também toda hora para vender. Depois vem então os nossos recursos totais, em torno de 4.200 MW médios, para 2013. Aqui estão os contratos regulados, contratos de 8 anos energia existente, contrato de 30 anos são as novas usinas, cujos preços corrigidos estão aqui na frente, do lado direito, com base em junho de 2013. Mais barato foi no leilão de 2004, R$ 105/MWh, até o preço da ordem de R$ 180/MWh, R$ 167/MWh, as usinas mais recentes. Portfólio PROINFA, depois tem as vendas bilaterais, as vendas bilaterais incorporam todos os consumidores livres mais dois contratos que nós temos com distribuidora bilateral, feito antes desse modelo de leilão. Pequena sobra, então como eu falei, os preços também são crescentes, R$ 139,2 / MWh - preço líquido de venda - e a compra, que se refere a esses 597 MW, R$ 126/MWh.

Vamos falar de expansão então, eu passo a palavra para o Élio, para ele falar de Jirau.

Élio Wolff:

Boa tarde a todos. Obrigado Zaroni. Antes de começar, eu queria só fazer um anúncio, que a partir do próximo trimestre eu vou estar, ainda em agosto eu vou estar assumindo novas funções na GDF SUEZ como CFO na América Central. E a partir de agosto já, quer dizer, a pessoa que vai me substituir chama-se Anamélia Medeiros, e que oportunamente vocês vão conhecer. Ana Amélia já está no grupo desde 2009, liderou boa parte dos processos de registro e projeto em crédito em carbono, quer dizer, primordialmente liderou o registro do projeto de Jirau, então certamente vai agregar bastante aos senhores de agora em diante. Falando um pouquinho do projeto de Jirau, agora no slide 17, o projeto vocês já conhecem, tem 3.750 MW de capacidade instalada. A GDF SUEZ agora passa a ter 40%, na verdade, ainda tem algumas condições precedentes a serem vencidas, mas isso deve ocorrer brevemente, deve ocorrer no segundo semestre desse ano e a Mitsui passa a ter 20% do projeto também. Boa parte da energia do projeto já está contratada por

30 anos com as distribuidoras através de 2 PPAs. Quer dizer, o primeiro PPA que chega aí a partir de 2016 é um montante de 1.383 MWm, a um preço que hoje, em valores atualizados é da ordem de R$ 94,4/MWh, e esse PPA, tendo em vista a decisão recente da Aneel, de reconhecer um novo cronograma da Usina de Jirau, ele está sendo adaptado para também iniciar no momento em que a usina vai entrar em operação. A gente detalha um pouquinho mais na frente, a operação comercial da usina está prevista para o terceiro trimestre desse ano, entre os meses de agosto e setembro. Então esse PPA vai ser alinhado também a esse cronograma. O segundo PPA, esse já com data marcada para início, com data fixa, é em março de 2014, um montante de 209 MWm, e com um preço da ordem de R$ 114/MWh.

O balanço de energia, como já é sabido, foi comercializado com os acionistas, o perfil dessa contratação pode ser identificado no gráfico à direita abaixo, o gráfico em pizza, mostrando os volumes de energia contratados com cada um dos acionistas.

O projeto conta hoje com um financiamento da ordem de R$ 9,5 bilhões indexados a TJLP. As condições também descritas no slide.

Passando agora para o slide 18, atualizar um pouco mais os senhores com relação ao projeto, a obra civil praticamente finalizada, montagem evoluindo muito rápido. A gente já vê, quer dizer, o reservatório da margem esquerda praticamente enchido, e alguns elementos: energização do *back-feed*, conclusão de comissionamento de subestação, a linha, existe uma linha dedicada ao projeto de Jirau que a gente está construindo também, a linha de 100 quilômetros. A LT3, essa linha já está pronta, a LT1 e LT2, são três ramais, na verdade, já estão praticamente prontos também, subestação GIS também já está pronta, e o primeiro transformador. Então ressaltando aquilo que eu já mencionei no início, quer dizer, comissionamento já iniciou, a operação comercial prevista para o terceiro tri, eu prevendo ocorrer aí entre agosto e setembro. Portanto, também ressaltar com relação à operação comercial, quer dizer, essa mesma decisão da Aneel, ela buscou um alinhamento entre a operação comercial da usina e da linha de transmissão. Então isso no nosso entendimento vai ocorrer durante o terceiro tri, ainda em agosto e setembro desse ano. CAPEX da ordem de R$ 16,3 bilhões, data base de março de 2013, o mesmo valor que a gente já havia divulgado no trimestre anterior. A parceria com a Mitsui, dizer aqui que a gente já comentou, a GDF SUEZ vendeu 20% da sua participação para a Mitsui, uma parceria estratégica do grupo, como o Zaroni bem mencionou, e isso já foi anunciado, foi anunciado em maio de 2013. Ainda tem algumas condições precedentes, a aprovação da Aneel, a aprovação do BNDES, dos bancos financiadores, que deve ocorrer naturalmente no segundo semestre desse ano, e quer dizer, concluir essa venda para a Mitsui, que já obteve também a aprovação do CADE. Com relação a crédito de carbono, créditos, a Anamélia que esta me substituindo nessa função, mas a gente obteve e finalizou o registro. Vale ressaltar, Jirau em relação à créditos de carbono é o maior projeto de energia renovável do mundo a ser registrado, então é bastante desafiador a atividade de registro desse projeto, mas felizmente a gente teve sucesso, o projeto foi, quer dizer, a confirmação do registro no início desse ano, mas já foi registrado em 26 de dezembro de 2012. Quando em plena capacidade vai gerar cerca de 6 milhões de toneladas de crédito de carbono/ano, então é bastante expressivo. Quer dizer, um projeto bastante importante sobre a

ótica de crédito de carbono. Umas questões adicionais, opções que a gente ainda está desenvolvendo para criar mais valor ao projeto, energia adicional, os 90 MW que a gente já vem comunicando, dos quais, a Aneel recentemente anunciou um mínimo de 24 MW já com uma das compensações que Jirau vai receber. Então no mínimo 24 a gente já obteve, isso já saiu. A questão de inventivo fiscal, de onde Jirau está localizada, e a questão do projeto ser prioritário sob a ótica de emissão de debêntures de infraestrutura.
Um pouco mais de forma ilustrativa, a gente pode ver as fotos, a foto do transformador, a foto da casa de força da margem esquerda, aí passando um pouquinho para o slide dezenove, o edifício de controle, praticamente pronto, a galeria, a casa e força, quer dizer, tudo pronto para o início da operação comercial, que o grupo está trabalhando para a gente atingir o mais breve possível, e deve ocorrer aí entre agosto e setembro. Retorno então a palavra ao Zaroni. Obrigado.

Manoel Zaroni Torres:
No slide 20 são os projetos eólicos em construção no Ceará: o Complexo Eólico Trairi, investimento de R$ 540 milhões, totalizando uma potência instalada de 115,4 MW, 62,5 MWm. Isso aí foi tudo direcionado para o mercado livre não convencional, na verdade essa energia já está vendida, a gente também não está descoberto porque antecipou o cronograma e comprou energia, então a gente está fazendo margem enquanto ela não entra. Essas fotos aí mostram os quatro parques, na verdade são fotos reais. Torres de 80 metros, aerogerador de 2,3 MW cada um.
O próximo slide é o projeto solar em construção, a Usina Solar Fotovoltaica, que a gente chamou de Nova Aurora. Esse projeto é o seguinte, é um P&D que são sete tecnologias diferentes com oito locais, está mostrando no mapa do Brasil aí, que é para ver como que se comporta cada tecnologia em função da posição, a gente diria no globo terrestre, mas dentro do Brasil. Como é o comportamento, que tipo de tecnologia funciona melhor, porque varia um pouco o fator de capacidade, com horas de sol, vento, temperatura, umidade, isso tem variações no fator de capacidade. Então esse projeto é um projeto de P&D, um investimento de R$ 56,3 bilhões, nós temos outros parceiros, cada um dos oito módulos tem 70 KWp. KWp significa capacidade instalada, potência máxima que ele produz. Isso é feito em parceria com a UFSC, que é a Universidade Federal de Santa Catarina, e dentro desse projeto nós estamos instalando essa Usina Solar Fotovoltaica de 3MW, que é contrapartida para a Tractebel, que vai ser ali em Jorge Lacerda, amanhã vocês terão oportunidade de ver. Vamos falar um pouco do desempenho financeiro, eu vou pedir ao Sattamini para fazer essa parte.

Eduardo Sattamini:
Boa tarde a todos, eu vou passar para a parte um pouco mais árida da apresentação, mas não menos importante. Bom, primeiro slide, slide 23, a gente sempre apresenta a performance da companhia nos últimos anos, enfatizando o crescimentos nos principais agregados financeiros, na receita líquida, EBITDA e lucro líquido. Em que pesa esse trimestre a gente ter apresentado de forma não normal um decréscimo no EBITDA e no resultado, o Zaroni já explicou que isso é efeito,

principalmente, da nossa estratégia de alocação, mas no semestre a gente continua apresentando essa performance de crescimento constante e sólido da companhia.

Na página 24, a gente então faz uma análise breve da variação da receita, trimestre a trimestre, a gente tem, principalmente os efeitos positivos do preço médio de venda e do volume de vendas. O preço médio subiu 5,1% enquanto o volume de vendas 6,4% e nós tivemos nas operações de curto prazo uma redução de receita da ordem de R$ 54 milhões. No ano anterior, no mesmo trimestre do ano anterior nós tivemos uma receita de R$ 102 milhões na CCEE, e nas operações de curto prazo. E nesse ano nós tivemos uma receita de aproximadamente R$ 48 milhões, essa diferença veio daí. E nós temos outros elementos aqui, principalmente venda de cinzas oriundas do Complexo Jorge Lacerda.

Na página 25 a gente apresentou a evolução do EBITDA, das operações, nós temos uma contribuição de R$ 102 milhões, operações normais, e aparece aqui a primeira novidade do trimestre, que foi um impacto, a provisão do impacto da CNPE 03, o mecanismo de divisão de custos da geração termelétrica fora da ordem de mérito, que nós tomamos como medida de precaução e conservadora, fazer a provisão desses recursos. Embora a gente tenha o parecer dos nossos advogados, advogados da APINE, associação da qual nós fazemos parte, declarando que a possibilidade de perda da ação é remota, nós estamos avaliando ainda, dado essa recente definição. E na operação de curto prazo, que é o principal elemento também que impactou o nosso EBITDA, a questão das compras para cobertura da posição devedora na CCEE e no curto prazo, como o Zaroni já mencionou. Evolução do lucro líquido, nós tivemos êxito e recebemos a correção monetária sobre pagamentos devidos naquela época. O efeito bruto foi de R$ 29 milhões e o efeito líquido R$ 19 milhões. Nós tivemos uma melhoria no resultado financeiro, mais uma vez aqui a provisão do CNPE 03 agora no seu efeito líquido, descontado já o imposto de renda, e também na sua forma líquida as operações de curto prazo e de CCEE. Então o nosso lucro líquido teve redução no trimestre de 5,3%.

Com relação ao endividamento, a gente continua com um nível de endividamento bastante baixo, diria ineficiente até, mas é uma estratégia que a companhia vem traçando, em função do potencial de aquisição de Jirau. Jirau é um empreendimento bastante grande, vai trazer um volume de dívidas bastante grande, em que pese ter reduzido agora com essa participação, redução de participação da GDF SUEZ, mas continua relevante. E a companhia, então, vem se preparando já há algum tempo, mantendo um nível de endividamento bastante baixo. É importante também nesse slide ressaltar que o endividamento em moeda estrangeira é bastante baixo, a gente tem uma dívida de longo prazo com a Secretaria do Tesouro Nacional junto com a renegociação da dívida brasileira, isso foi uma herança da época da estatal, do *split* da Gerasul e da Eletrosul, e parte da dívida veio conosco. E temos aqui também uma dívida que vence em 2015, de *float rating notes*, que também é um volume bastante baixo. Endividamento líquido, então, da companhia é de R$ 2,5 milhões, sendo aproximadamente 0,75x do EBITDA da companhia. Evolução da dívida líquida, a dívida líquida caiu 12%, nós tivemos aí do trimestre passado para esse trimestre, comparados, um pagamento de juros sob o capital próprio. Tivemos investimentos feitos, principalmente Estreito e nas Usinas Eólicas da Trairi, que estão entrando em operação

agora, juros líquidos apropriados, imposto de renda e contribuição social sob lucro líquido pago, variação monetária e alguns outros elementos.

E nós tivemos como positivo, as atividades operacionais e a variação do capital de giro, que foi negativo. Com isso a gente demonstra a redução da dívida líquida.

Como perfil da dívida, o perfil da dívida é bastante alongado, nós temos aí algumas operações de curto prazo que crescem um pouco mais, 2014 nós temos a última parcela da segunda emissão de debêntures, que era aquela que nós negociamos o *covenant* no ano passado. Nós temos também uma operação de 4131 que nós contratamos o ano passado a 98% do CDI. E o restante, basicamente, são operações de financiamentos normais de BNDES, dentro do nosso programa de repagamento de dívidas do BNDES.

E como a gente falou, mais ao final nós temos alguma contribuição aqui em 2024 da STN, mas também valor bastante baixo. A dívida tem um custo hoje bastante comportado, grande parte dela em TJLP, 75%, 13% de CDI nessa operação que a gente comentou com vocês, que é uma operação de empréstimo externo com *swap* para CDI. Nós temos aqui a IPCA que é a segunda emissão, e fixo aqui nós temos, se eu não me engano, é o Fundo Centroeste, é uma operação de fundos incentivados regionais.

Com relação ao slide 30, onde a gente fala do nosso plano de investimento, o principal aqui em 2013 é a continuidade dos investimentos nas usinas eólicas, que vai consumir a maior parte desses recursos. Nós temos também uma reforma bastante grande, que nós estamos levando, começamos agora esse ano, a reforma das Usinas de Salto Santiago e de Passo Fundo. Na Usina de Salto Santiago nós vamos ter um benefício de aumento da energia assegurada. E nós temos também algum recurso destinado ao término da obra de Estreito, o que impede todas as turbinas terem entrado em operação. Ainda tem alguns investimentos de infraestrutura que estão sendo levados a termo. Em 2014 nós temos, a maior parte ali é operação e manutenção. Investimentos a gente já mencionou de Salto Santiago e Passo Fundo, porque a gente reservou desde 2010, e a gente tem que manter no nosso programa de investimento, que é relativo à compra de Jirau. Então é só para ele ficar *rachuradozinho*, só para mencionar que isso aí é uma previsão feita lá em 2010 e que a gente mantém ainda. E como Jirau, a liquidação da transação só deve ocorrer em 2014, a gente vem transferindo isso.

No slide 31, a gente apresenta aí o nosso histórico de pagamento de dividendos, lembrando sempre que o nosso dividendo estatutário mínimo é de 30%, mas temos um compromisso com o mercado assumido na época do *follow on* de um *payout* mínimo de 55%, e temos tido como hábito o pagamento semestral de dividendo, normalmente ali por volta de setembro/outubro, e entre março e junho o pagamento dos dividendos complementares, intercalares entre setembro e outubro, e complementares entre março e junho, dependendo do caixa, dependendo das obrigações que a companhia tem.

Com a decisão de pagamento de 100% do resultado do primeiro semestre, a gente apresenta um *dividend yield* da ordem de 3,4% no semestre, anualizado isso aí, vai chegar a um valor um pouco mais alto.

Bom, basicamente era essa a apresentação nossa, e a gente abre para perguntas e respostas para os senhores.

Operadora:
Senhoras e senhores, iniciaremos agora a seção de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem "*1". Para retirar a pergunta da lista digitem "*2".

Com licença, lembrando que para fazer perguntas basta digitar "*1", estrela 1.

Antonio Previtali Jr:
Sem pergunta pela teleconferência, eu abro então a seção de perguntas e respostas aqui no auditório. Gostaríamos que vocês se identificassem antes de fazer a pergunta, por gentileza.

Leandro Kappa – Deutsche Bank:
Obrigada pela oportunidade. Leandro Kappa, do Deutsche Bank. Eu queria saber qual a estratégia de vocês, e como vocês veem o risco do aumento da atratividade do mercado cativo nos próximos anos com a redução das tarifas de energia e como que isso representa um risco para vocês, que o cliente migre de volta do mercado livre para o cativo. Obrigado.

Manoel Zaroni Torres – Diretor-Presidente:
Quando foi anunciada a Medida Provisória 579, da renovação antecipada das concessões e o regime de cotas, a primeira coisa que a gente fez foi fazer a conta de quanto seria o preço, a tarifa, da distribuidora, porque ela serve de um *cap* para a gente em certo ponto. E naquela ocasião já não, algumas poucas distribuidoras eram competitivas com a nossa venda de energia, com o nosso preço no mercado livre. Acontece que depois daquilo, com a não adesão da CEMIG, da CESP e da COPEL, e com o agravamento da condição hidrológica, com a altíssima geração termelétrica, o efeito daquela redução na conta da energia, na tarifa de energia, praticamente já está sendo anulada nesse momento. Essa semana mesmo está uma choradeira aqui em Santa Catarina louca, porque a CELESC vai ter 14 vírgula alguma (14,%) coisa de aumento no preço da energia dela. Além disso, você não tem controle desse preço porque se contrata mais térmicas, você põe preço alto no leilão, e você, a empresa que está contratando no regulado está sujeito a essa avaliação. Por exemplo, com a subida de dólar, a Itaipu ainda é muito representativa na matriz energética brasileira. Então, com a subida do dólar, todas as distribuidoras vão ser afetadas no preço da energia. Então, eu poderia afirmar para você, seguramente, que, mesmo com a redução que houve, com a situação atual, a gente ainda é bastante competitivo e que é muito melhor comprar energia do mercado livre do que ficar no cativo. Além da flexibilidade, capacidade de negociação, ser tratado como cliente e não como consumidor, tudo isso.

Carolina Carneiro – Santander:

Boa tarde a todos. Carolina Carneiro do Santander. Eu queria que vocês falassem um pouquinho sobre o balanço energético que vocês divulgaram. A gente reparou que teve algumas vendas, eu acho que 98 MW em 2015, um pouco menos, em 2014, em 2016, eu queria que vocês falassem um pouquinho sobre como está esse mercado, e o nível de preço que vocês estariam encontrando hoje. Se vocês já acham que agora com a aproximação de 2015 já tem mais negociação nesse mercado, e se esse nível de preço parece mais atrativo.

Manoel Zaroni Torres:
Eu vou falar um pouco na outra apresentação sobre isso, mas, eu vou adiantar para você. O preço do ano, e do ano seguinte, ele sofre muita influência do PLD. Como a gente está verificando um período de PLD alto, então eles estão bastante elevados, os preços. O preço de longo prazo, ele está ligado à expansão, ao preço marginal da expansão. Então ele tem menos influência do PLD e mais influência da projeção do preço médio das distribuidoras e dos novos projetos que estão entrando em pauta e que as hidrelétricas têm sido preço bastante bom. A referência que a gente usa é o preço, hoje, como a gente olha a matriz vai expandir, provavelmente, com gás, hidrelétrica e eólico, a gente então faz um mix disso para tentar definir o preço futuro. Mas na verdade o preço é o preço que o mercado está disposto a pagar. Então eu diria o seguinte, de maneira geral, ele está alto hoje, está alto para o ano que vem, e depois vai decrescendo e chega para o futuro, na ordem de alguma coisa entre R$ 110, R$ 130. O que não quer dizer que vai ser isso lá. Você pode, visto de hoje, a disposição é vender. Se você, quando chegar lá pode ser mais baixo ou mais alto porque depende do preço de curto prazo.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
Boa tarde a todos, Miguel Rodrigues do Morgan Stanley. A minha pergunta é para o Élio. Élio, se você pudesse comentar um pouco o *upside* para Jirau da negociação com o governo da Bolívia, e se eu não me engano, me corrija se eu estiver errado, mas a Aneel também definiu que Jirau não receberá os 24 MW de Santo Antônio caso essa negociação tenha um alto ponto positivo para Jirau. Então se você pudesse comentar um pouco esses temas e confirmar essas informações.

Élio Wolff:
Está bom. Primeiro de tudo eu acho que é importante a gente contextualizar, quer dizer, o que a Aneel optou em definir. Santo Antônio tem o seu plano de expansão, que seria instalar seis máquinas adicionais, e a forma que a Aneel encontrou para a análise dessa expansão de Santo Antônio foi criar um mecanismo de compensação mínimo, da ordem de 24 MWm, que vai ser destinado de Santo Antonio para Jirau. Isso tudo num contexto da expansão. Quer dizer, com relação ao nível da Bolívia, e das outras discussões, isso faz parte, como a gente comentou no começo, a nossa expectativa, aquilo que foi identificado como energia de Jirau, tendo em vista uma nova adição e tudo o mais, eram os 90 MWm, então era essa a nossa expectativa de forma ampla. Então, em adicional aos 24 MW, a energia da Bolívia vem para tentar buscar complementar, podendo inclusive, passar dos 90 MWm, quer dizer, não existe restrição em ficar

em 57 MW ou em 24 MW não. Há possibilidade, eventualmente, até em passar de 90 MW. Os 24 MW foram criados no contexto da expansão da Usina de Santo Antônio.

Miguel Rodrigues – Morgan Stanley:
E tem um *up-date* que você possa dar na negociação da parte da Bolívia em termos de time, ou como está caminhando?

Élio Wolff:
Isso é muito difícil, quer dizer, principalmente em questão de *time*, tem uma discussão entre dois governos, não é uma discussão fácil, e a gente não tem detalhes para dividir nesse momento. Quer dizer, é uma questão que ainda vai continuar a discussão e não tenho atualização precisa para passar não.

Pedro Manfredini – Credit Suisse:
Boa tarde. Pedro Manfredini do Credit Suisse. Uma perguntinha rápida quanto à expansão do *portfólio* atual da empresa. A gente viu aí a Tractebel apostando nas eólicas no último ano, nos últimos dois anos. E eu queria saber, dentre este projeto de expansão da empresa, tirando um pouco a transferência de Jirau, há alguma coisa em expansão em eólica, PCH eu acho que se vocês pudessem comentar também, mas, mais no cenário de eólica e também novos leilões, como é que está a cabeça da empresa. E só para finalizar nas eólicas, como é que está hoje o *spread* de preço do cliente especial para o cliente mercado livre, normal? Como é que está esse *spread* hoje, se está na casa dos R$ 15, R$ 20. Vocês estão vendo algum tipo de problema de *supply* nesse mercado, e estão fazendo com que o *spread* seja um pouco maior? Então são esses dois temas que eu gostaria que vocês comentassem. Obrigado.

Manoel Zaroni Torres:
Vamos por partes. Primeiro o seguinte, a Tractebel, ela tem alguns projetos na carteira, sendo que o projeto lá, junto do projeto do Complexo Trairi, que a gente chama de Santa Mônica, ele já está licenciado, e a gente está tentando viabilizar para participar no leilão de reserva que vai ter agora esse mês. Tem outros projetos que a gente comprou na Bahia, Campo Largo, que é uma área grande, a gente tem possibilidade de fazer eólica e fazer solar. Esses projetos ainda não estão licenciados, então a gente está em estudo ainda. Nós temos estudos e já compramos alguma área para uma térmica a carvão no Rio Grande do Sul, Projeto Pampa, na região de Candiota, que nós provavelmente não vamos conseguir licença para esse leilão que vai ter agora, de A-5, há tempo. E também nós achamos que com a subida do dólar esse preço de R$ 140 que o governo determinou como *cap* ele é muito baixo para uma térmica a carvão, cujos equipamentos são quase todos importados, não tem financiamento e tudo mais. Além disso, a gente está estudando algum projeto com gás, mas o gás, como você sabe, aqui no Brasil precisa ser totalmente dependente da Petrobrás, senão a gente não diz. Nós temos aí uma área estratégica, já compramos até o terreno, tudo, perto de um porto e tal, mas, não posso dizer que ele vai, está longe ainda. Quanto ao

spread eu posso dizer, o *spread* varia muito de R$ 20 a R$ 30, dependendo da situação. As últimas que nós fizemos foi R$ 28. O mercado vai melhorar porque a semana passada foi aprovado o comercializador varejista e isso traz um novo impulso para esse mercado, uma vez que você não precisa registrar na CCEE cada pequeno consumidor individualmente, a empresa, qualquer comercializadora, ela pode fazer um portfólio de clientes, ela administra as diferenças e ela liquida uma vez só, representando esse portfólio. A gente vai passar a agir como uma distribuidora sem fio. E isso deve incrementar esse mercado, que é um mercado que ainda tem um espaço para crescer. Eu não sei se eu te respondi.

Antonio Previtali Jr:
Bom, nós temos uma pergunta que foi encaminhada pela *webcast*, e ela veio de Renan Alberto Ulrich, que é investidor. Por que a transferência de Jirau está prevista apenas para 2014, sendo que a usina já começa a gerar nos próximos meses?

Manoel Zaroni Torres:
Bom, como conceito, por que Jirau é da GDF Suez e não é da Tractebel? Porque conceitualmente ela, como todos os projetos muito grandes, eles começam na GDF SUEZ e é uma certa proteção para a Tractebel Energia, existe o Comitê de Parte Relacionada que dá transferência, protege o interesse do mentor minoritário, e dá transparência e boa governança para a transferência. Então o princípio básico é que a usina será transferida depois que todos os maiores riscos tiverem mitigados. Como a usina teve, principalmente, depois de situações lá indesejáveis, vandalismo, todos vocês têm conhecimento, uma série de eventos que a própria Aneel entende como exclusivo e de responsabilidade por parte do empreendedor, e também há um atraso considerável da linha de transmissão que vai trazer energia da usina. E a usina é uma usina muito grande, é uma obra imensa, quem for visitar vai ver que a obra civil é imensa, uma pessoa outra dia me falou que é maior que a obra de Itaipu, sob o ponto de vista civil, 50 máquinas. Então, nós temos um rio muito complicado, um rio que tem sedimento, tem tronco, tem tudo, então nós estamos ainda, nós temos que esperar avançar mais um pouco o projeto, entrar as máquinas em operação, para então começar a discutir a transferência, dentro do princípio que os maiores riscos já foram mitigados, que é o conceito básico do modelo de negócio escolhido pela GDF SUEZ, para a Tractebel Energia.

Antonio Previtali Jr:
Nós temos uma segunda pergunta do mesmo Renan Alberto Ulrich, portanto, feita pela *webcast*: vocês enxergam risco de longo prazo para o modelo de negócio da Tractebel com o advento da geração individual de energia? Por geração individual de energia ele se refere a, por exemplo, fotovoltaica nas residências, nas casas, nos prédios.

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Eu acho que todo mundo tem que pensar, todo mundo que trabalha nessa área, toda empresa que tem atividade de geração, não pode não pensar no futuro da geração distribuída. Nós estamos pensando, nós estamos estudando fotovoltaica, nós estamos estudando solar, e provavelmente, a gente vai fazer alguma coisa no sentido de capturar esse mercado. Isso não tem muito a ver com modelo de negócio, porque o modelo de negócio é de todo mundo, é para fazer grandes investimentos, fazer grandes blocos de energia. É uma mudança de paradigma que não vai acabar com o outro, mas você vai ter uma parcela do negócio, que vai ser geração distribuída com o advento de *smart grid*, medidores inteligentes, e isso no futuro vai existir, e a gente não pode fechar os olhos para isso, a gente tem que pôr no planejamento da empresa e também desenvolver atividades nessa área, dentro da empresa, ou numa subsidiária, ou alguma coisa assim.

Márcio Prado – Indie Capital:
Boa tarde, Márcio Prado, Indie Capital. Eu queria fazer duas perguntas. Na verdade seriam três, mas eu acho que a gente vai discutir a Resolução Nr.3 e nova forma do PLD numa reunião mais a frente durante o dia. Então, indo para as perguntas mais vinculadas ao resultado, só entender em relação à política de provisionamento, que a Tractebel provisionou os efeitos da Resolução Nr.3, se a empresa não tivesse comprado energia no curto prazo para zerar a exposição que ela tinha no curto prazo sobre a alocação do primeiro tri, se ela teria provisionado a exposição dela pelo PLD final, pelo PLD II - essa é a pergunta, é sobre o provisionamento. E a segunda é sobre Jirau, é para o Élio. Na apresentação ele mencionou dois PPAs, se ele pudesse voltar a comentar sobre isso e também mencionou algumas condições precedentes do acordo entre SUEZ e o Grupo Mitsui, se dá para, obviamente que eu acho que é um acordo entre partes privado, mas se dá para comentar um pouco mais sobre isso. É isso. Obrigado.

Manoel Zaroni Torres:
Bem, a provisão, só lembrando, a estratégia de alocação de energia foi feita em janeiro, tinha aquele PLD muito alto em janeiro, então é natural que a gente ficasse vendedor em janeiro e ficou neutro ou comprador em alguns meses. A Resolução CNPE 03 ela foi editada dia 06 de março, para valer a partir de abril. Então a gente comprou energia de curto prazo para minimizar o efeito, porque, como que funciona a CNPE 03? A gente vai conversar depois, mas, basicamente tinha um valor de geração térmica, um dispêndio de geração térmica fora da ordem de mérito, metade deveria ser recuperada via delta PLD, que seria pago por quem estava exposto. E metade seria distribuído para todo mundo, proporcional a comercialização no mercado, todos os geradores e consumidores. Então nós tínhamos duas parcelas para pagar, uma o encargo de serviço de segurança energética, que depende só da geração térmica, não depende do PLD. E a outra delta PLD, depende do montante que você está exposto, e do delta PLD. O que a gente fez foi comprar energia de curto prazo, como ficou um *medão* no mercado, nós chegamos a comprar sem *spread*, sem nenhum, se compramos com algum *spread* compramos com margem negativa, que a pessoa

que está com problema de caixa, ou está com medo de atrapalhar a liquidação procura ficar líquido, procura segurar o dele. E compramos, mas não compramos tudo. E nós decidimos também postergar uma manutenção de Jorge Lacerda C para o segundo semestre. Então nós fizemos de tudo o que foi possível para mitigar, mas mesmo assim sobrou alguma coisa. Então ela foi calculada com o delta PLD, porque é o delta PLD que é o que dá essa exposição.

Eduardo Sattamini :
Só para completar, e a outra parte que está provisionada é a parte da divisão para o restante dos agentes. Quem é a maior parte, o delta PLD está incluído ali, da exposição que a gente teve quando estava exposto, mas o que está provisionado também é a responsabilidade de pagamento por parte dos agentes geradores, e que está suspenso pela liminar. Então isso compõe, esses dois fatores que compõem a provisão ali.

Élio Wolff:
A primeira pergunta sobre os dois PPAs. O primeiro PPA foi o que foi originado no leilão, em 2008. Ele estava previsto iniciar em janeiro, ele vai ser ajustado de acordo com o cronograma da usina, ele inicia então junto com a usina agora em agosto, setembro, e atinge cerca de 1.383 MWm em janeiro de 2016 e aí fica flat em 1.383 MWm até o fim do período do PPA de 30 anos. O segundo PPA que a gente obteve em agosto de 2011, com a expansão da usina, quando a gente expandiu a usina, que era de 3.300 MW e passamos para 3.450 MW - não, na verdade era 3.150 MW e passamos para 3.450 MW, e aí a gente conseguiu mais 209 MWm. Esse montante foi vendido, *flat*, a partir de março de 2014. A partir de março de 2014 entra o segundo PPA. Segundo era Mitsui, quer dizer, condições precedentes da Mitsui, basicamente o que está pendente, a gente já conseguiu aprovação do CADE na transação de M&A normal, quer dizer, sujeito a CADE, Aneel, BNDES e bancos financiadores, tem que dar o aval, e o CADE aprovou em 1 de julho. Então a gente ainda está sujeito, basicamente, a Aneel, a aprovação da Aneel e também a aprovação do BNDES e dos bancos repassadores. Isso está para ocorrer ainda no segundo semestre de 2013.

Márcio Prado – Indie Capital:
Só sobre o valor da transação, dá para fazer comentário? Porque saiu na imprensa que teria sido um determinado valor em relação ao valor contábil do projeto. Eu não sei se isso foi oficialmente dito pela SUEZ, ou foi só via imprensa mesmo?

Élio Wolff:
Quando a gente anunciou a transação em maio, a gente, quer dizer, foi mencionado um valor de transação, mas foi baseado no valor de equity a 100%, da ordem de R$ 5,7 bilhões em 31/12/2012. Quer dizer, esse foi o valor referencial da transação, que é em volta do *book value*.

Antonio Prevital Jr:

Nós temos mais uma pergunta chegando pela *webcast*, ela vem do Márcio Brito, Jardim Botânico Investimentos: os recursos que seriam usados para pagar as indenizações das concessionárias acabaram sendo utilizados para financiar o CVA das distribuidoras. Como o governo já mudou as regras uma vez dividindo o ESS com as geradoras, vocês acham que mais alguma surpresa negativa pode aparecer para as geradoras?

Manoel Zaroni Torres:

A gente tem promessa que não, do Ministério, que inclusive eles não vão mudar os parâmetros do CEVAR, dentro do mesmo ano. Porque eles também estão incomodados com as ações na justiça, dos geradores, das associações diversas, que dão um desgaste também para o lado do governo, e de certo modo deixa o investidor um pouco assustado com esse tipo de atitude. O governo tem uma aversão ao risco muito grande, começou a gerar em outubro muita térmica, gerou mais ou menos *flat*, criou uma despesa muito grande. Conceitualmente não é muito boa prática gerar muita térmica antes do verão, depois chove e você verte, joga óleo diesel, óleo pesado, pelo vertedor abaixo. Quando verteu em Itaipu e aqui no sul, tudo. Mas, você nunca sabe o que vai acontecer lá na frente. Então, não tinha muito o que fazer, tinha anunciado a redução de tarifa, depois começou a ter essa despesa grande, mas a gente acha que já foi bastante, com as de setembro, no ano passado, 06 de março, mudanças bastante complexas, e isso cria uma incerteza regulatória, que acaba levando a uma certa intranquilidade do mercado. Nós estamos agora com coisa provisionada, e isso afeta o balanço, ou tem gente que não sabe como é que faz. A CCEE também fica numa posição ruim, porque está contabilizando, não pode contabilizar dos que tem ação, então não é desejável.

A gente espera que isso tenha sido compreendido, e que a gente não tenha mais surpresa. Tenha surpresa boa, hoje, por exemplo, eu anotei uma declaração do Diretor da Aneel, propondo fazer contratação por volume, por energia, e não por capacidade. E que tem uma certa lógica, porque quando você contrata uma distribuidora por capacidade, quem assume o risco da variação do PLD, de ter mais despacho, menos despacho, é o consumidor. Provavelmente esse aumento grande da CELESC, acima da inflação, é porque ela deve ter muitos contratos por capacidade, e está tendo que pagar esse PLD elevado, essa geração térmica elevada. Então, o modelo sempre tem que melhorar.

Na minha opinião pessoal, uma prática que a gente precisa aprender, que é valorosa, que tem valor aqui no Brasil, é que pode melhorar o modelo, pode piorar, pode mudar, porque modelo é modelo, é uma maneira que você faz a adequação de um processo. Mas, não fazer a decisão que reflete para trás ou que reflete dentro do ano. Agora vai ser assim assado, mas vai valer a partir de janeiro de 2014, ou de janeiro de 2015. Com isso as pessoas se preparam e conseguem mitigar. Fazer as coisas que tem efeito retroativo ou que quebra a lógica do negócio, é que é muito ruim.

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

Manoel Zaroni Torres – Diretor Presidente:
Bom, eu gostaria de agradecer aí a todos os que participaram e que tiveram interesse pelos resultados da empresa. Agradecer àqueles que nos deram a oportunidade de estender mais um pouco com as nossas explicações, a nossa maneira de ver o setor e os resultados da empresa, que fizeram perguntas. E gostaria de deixar a mensagem, de que a Tractebel Energia, tem baixo endividamento, gera um caixa muito alto, distribui bônus e dividendos, é uma empresa muito sólida, tem uma boa governança, tem um controlador que é o maior produtor de energia do mundo. E então, que a gente acredita no Brasil, e que vai estar sempre procurando novos investimentos com criatividade, e com responsabilidade. A gente não vai investir por investir, a gente tem que investir para criar valor para os acionistas e para os *stakeholders* também. Muito obrigado.

Operadora:
A audioconferência da Tractebel está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa tarde.