Local Conference Call

ENGIE Brasil Energia

Transcrição da Teleconferência de Resultados do 3T16

28 de outubro de 2016

Operador:

*Bom dia. Esta é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do terceiro trimestre de 2016. Todos os participantes estão conectados apenas como ouvintes e, mais tarde, será aberta a seção de perguntas e respostas, quando serão dadas as instruções para a participação. Caso seja necessário a ajuda de um operador durante a teleconferência, basta teclar "*0 (asterisco zero)". Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada. Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.engieenergia.com.br, na seção "Investidor". Nele, os senhores também poderão obter cópia da apresentação e do release do resultado da Companhia. Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência relativas às perspectivas de negócio da Companhia devem ser tratadas como previsões, independente da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis que, portanto, sujeitas à mudança. Conosco hoje estão:* ***Eduardo Sattamini****, Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia e o* ***Sr. Rafael Bósio****, Gerente de Relações com Investidores que comentarão o desempenho da ENGIE Brasil Energia no terceiro trimestre de 2016 e farão uma atualização sobre a implantação da usina hidrelétrica Jirau. Logo após, responderão as questões que eventualmente sejam formuladas. Agora, eu passo a palavra ao Sr. Sattamini. Por favor, Sr. Sattamini, o senhor pode prosseguir.*

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:

Um bom dia a todos. Queria agradecer a presença de vocês na call, e manifestar também que esse meu título longo de diretor-presidente, diretor financeiro, diretor de relações com o mercado, a partir de janeiro, deixa de ser tão longo. Eu passo a me concentrar na

função de diretor-presidente. Nós teremos, juntando a nós, Carlos Freitas, um antigo gerente financeiro nosso que, nos últimos três anos, atuou como CFO da E-CL, empresa listada nossa também no Chile. Conhece bastante a empresa, ele trabalhou conosco, ele está conosco há quase 16 anos, 17 anos, e vai chegar para agregar bastante para nós. É uma satisfação ter o Carlos Freitas conosco e também saber que vou poder me concentrar um pouco mais nos assuntos estratégicos, mas sem deixar, também, de cuidar dos nossos investidores ao longo desse próximo ciclo.

Vamos começar do slide 4, dos destaques financeiros, dos principais indicadores financeiros e operacionais da Companhia, manifestando sempre que a comparação trimestral pode estar sendo prejudicada pela estratégia de alocação, pela hidrologia e seus reflexos de preço de curto prazo que pode fazer com que os números tenham dificuldade de serem comparados. Mas a gente sempre faz esse alerta e, obviamente, os senhores estão bastante conhecedores dessa situação. Falando um pouco da receita, ela teve uma pequena queda do terceiro trimestre de 2015 para o terceiro trimestre de 2016, principalmente por operações de mercado de curto prazo. Nós tivemos, no mercado, o preço subindo trimestre a trimestre abaixo da inflação, uma situação natural. No ano passado, nós tínhamos contratos com valores muito altos, em função dos preços elevados de 2014, nós tínhamos vendidos contratos para 2015 com preço muito alto, nós também tínhamos comprado energia para fazermos trade naquele momento. Então, o valor dos preços comprados do ano de 2015 estavam contaminados por esse preço super elevado que a gente observou no 14 e com reflexo também no ano de 2015. Então, a receita teve uma pequena redução de 2,3% trimestre a trimestre, 0,6% ano a ano acumulado, mas, no resultado de serviço, nós tivemos uma pequena melhora 4,9% trimestre a trimestre, com uma melhora um pouco mais substancial quando a gente compara o acumulado no ano: 10,8%. Principalmente, aqui, o resultado foi do custo da energia vendida. Nós tivemos a redução de custo da energia vendida e a gente vai ver a quebra desses aspectos um pouco mais adiante na apresentação. EBITDA, então, 4,6% acima no trimestre e 9,5% acima no acumulado do ano. Isso está fazendo com que a nossa margem suba de 47,1% para 50,4%. No trimestre, o lucro líquido com aumento de 14,2%, subindo de R$ 347,6 milhões no terceiro trimestre de 2015 para o terceiro trimestre de 2016. E, no acumulado, subindo 19% e nós temos R$ 901,6 milhões em 2015 e R$ 1,072 bilhão em 2016. Redução das despesas financeiras foi bastante relevante aqui, o saldo de caixa da Companhia bastante elevado. Nós tivemos uma

estratégia de retenção de lucro no ano passado em função das incertezas econômicas, designadas as taxas de juro, dos projetos em andamento, preocupação com liberação dos financiamentos pelo BNDES. Foi uma decisão acertada, tivemos algumas dificuldades para liberar os recursos do BNDES e as taxas foram bastante elevadas durante o início desse ano. A situação está normalizando, obviamente, a gente não tem necessidade de reter caixa. A empresa é geradora de caixa, a gente deve voltar a níveis de liquidez um pouco mais baixa. Produção de energia elétrica nós tivemos uma redução na produção, principalmente em função da menor geração térmica. Preços mais baixos do PLD implica em despacho termelétrico menor, o despacho que se efetivará será muito mais ligado à inflexibilidade das usinas. Nas hidrelétricas, nós também tivemos uma redução e 7,3% relevantes e, nas complementares, nós tivemos uma redução de 2,4%. Lembrando que a produção de energia não necessariamente está ligada à rentabilidade da Companhia. Preços líquidos de venda, a gente já comentou, 4,9% de elevação trimestre a trimestre e 5,6% ano a ano. Lembrando que ele não subiu inflação porque no ano de 2015 eles estavam anormalmente elevados pelos contratos de curto prazo que ocorreram a preços bem elevados em 2015. Quanto aos números de empregados, a gente percebe uma redução no número de empregados, principalmente em função do plano de demissão voluntária que nós temos. Na verdade, esse plano de demissão voluntária é um plano de aposentadoria, de programação de aposentadoria. Nós tivemos uma primeira leva de pessoas que saíram agora em abril de 2016 e nós vamos ter a segunda leva agora saindo em novembro de 2016. Isso deve também ter mais um ajuste no número de empregados para 2016. Lembrando que, obviamente, que à medida que projetos novos e a implementação comecem a tomar mais corpo e se desenvolver, nós vamos ter que fazer mais algumas contratações para lidar com esses projetos. A ideia nossa é que a partir desse momento a gente tenha um número de contratações novas para implementação de projetos, nós vamos estar separando a força que é a força permanente da Companhia e a força temporária que seria esses empregados contratados para determinadas, enquanto as obras estiverem sendo executadas.

Vamos para o slide 5 passando para os destaques. Então primeiro destaque é que o Parque Santa Mônica começa a gerar, a Central Eólica de Santa Mônica com a capacidade de 18,9 MW iniciou sua operação em fase teste no trimestre passado e a gente já tem esta Central totalmente operacional, todas as sete máquinas dessa Central estão em operação comercial que ocorreu agora no início de outubro. A gente vai falar

um pouco mais adiante sobre o projeto como um todo e como é que estão as outras centrais que compõem o Complexo. Nós tivemos também o Prêmio Expressão de Ecologia que foi dado no Fórum de Gestão Sustentável da Federação de Indústrias de Santa Catarina. O projeto nosso Fotovoltaica Cidade Azul que foi um projeto de P&D feito ali próximo à nossa Usina de Jorge Lacerda. Por algum tempo, ela foi a maior usina fotovoltaica do Brasil, com 3MW, hoje ela não é mais. Já temos outras usinas maiores do que ela no país, mas ela ganhou Prêmio de Desenvolvimento Sustentável de Ecologia do Fórum de Gestão Sustentável.

Passando para o slide 6, o próximo destaque fala sobre a aprovação do crédito de juros de capital próprio no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro. O valor foi substancialmente maior do que do ano passado. No ano passado, a gente apropriou R$ 314 milhões líquidos sobre capital próprio. Nesse ano, a gente está apropriando um valor de R$ 432,5 milhões, principalmente em função dos componentes. Uma é TJLP de 7,5% mais alta do que no ano passado, quando ficamos na média de 6,25%. E uma retenção dos lucros de 2015, que a gente comentou em função da necessidade de retenção de caixa, aumentou também a base do cálculo dos juros sob capital próprio. Foram as duas componentes que fizeram o aumento da ordem de 30% do valor de juros sob capital próprio para este ano de 2016. Bom, a gente já comentou a nomeação de Carlos Freitas para o cargo de Diretor-Financeiro. E que uma outra informação importante de cunho operacional, nós inauguramos o Centro de Operação de Geração que fica montada aqui na sede em Florianópolis-SC e estamos operando já as Usinas Ponte de Pedra e as de Rondonópolis e José Gelázio de forma centralizada. É intenção nossa que paulatinamente nós venhamos a trazer a operação das usinas para a sede de forma a ter uma maior integração de procedimentos operacionais, mantendo um quadro mínimo nas usinas e ganhando escala na operação. Nós vamos ter três usinas nesse ano para serem iniciadas a operação remota na sede e a ideia é, em algum momento, nós termos todas as usinas operando. Isso não quer dizer que a gente vai deixar de ter pessoal de operação nas usinas. A gente precisa ter um quadro, um quadro reduzido obviamente, mas a ideia é que a operação centralizada vai nos dar sinergias e ganhos operacionais.

No slide 7, no controle acionário, não existe nenhuma grande alteração a não ser a ENGIE Brasil Geração Distribuída que a gente já comentou com vocês na última

reunião que a gente estava entrando na área de geração distribuída, com uma empresa de instalação de operação e manutenção de painéis solares em residência e unidades comerciais e industriais de pequeno e médio porte. E a gente entende que isso aí é um business que deve ter um crescimento bastante elevado nos próximos anos.

No slide 8, a única diferença significativa que nós temos é o número de usinas, nós entramos com Santa Mônica agora em outubro e aumentamos, então.... Nós estávamos com um valor, se eu não me engano aqui, de 7.009MW no trimestre passado, com esses 18MW de Santa Mônica, a gente passa a 7.027MW instalados. Isso também mexe um pouquinho com o percentual de energias complementares no nosso mix de energia. Nós temos hoje 79 hidrelétricas, 6% complementares e 15% de termelétrica.

No slide 9, a gente muda um pouco a apresentação aqui. A gente continua, como grupo, maior produtora independente de energia do país, considerando as usinas da ENGIE Brasil Energia e a usina de Jirau, detida pela ENGIE Brasil Participações. Em que pese, a gente tem um novo competidor que é a CTG que vem crescendo a passos largos. Mas mantendo aí uma relevância grande. Nossa ideia não é necessariamente ser o maior, é ser o mais eficiente, o mais criativo e o que gera maior oportunidade de negócio.

Passando para o slide 10, falando do portfólio. Nós temos um portfólio bastante equilibrado entre mercado livre e mercado regulado. No ano que vem, nós temos uma redução do mercado regulado em função de um contrato de energia existente que vence agora em 2016. Mas a energia já está contratada. Vocês vão ver no nosso balanço de energia um pouco mais adiante. A ideia é ter esse equilíbrio entre mercado livre e mercado regulado, o que gera, também, uma estabilidade nos resultados da Companhia. Bom, como o mercado livre tem uma importância grande, nosso cuidado com ele é grande também, a visão de diversificação de risco é importante, de uma política de crédito que venha proteger a qualidade dos nossos créditos. Então, vocês vêm que a gente tem uma diversificação grande aqui nos setores da economia onde a gente atua. Temos política, inclusive, para que a gente não ultrapasse determinados percentuais nas indústrias. Com isso, a gente também, mais uma vez, equilibra momentos, onde segmentos têm maiores dificuldades, fazendo com que exista uma volatilidade menor nos volumes de venda de energia nos nossos contratos. Em que pese, isso ser estratégico, obviamente, quando a gente tem uma crise e essa crise afeta a demanda de maneira geral. E, por isso, vocês vão ver que, no trimestre anterior, a gente tinha

2.052MW médios contratados, nesse trimestre, a gente está apresentando 1.991MW. Uma queda de energia contratada, principalmente em função da flexibilização, da flexibilidade que a gente tem nos contratos e gerando uma redução da contratação de 61MW para este ano de 2016. Isso não necessariamente vai ocorrer em 2017 no sentido que, se houver uma recuperação, os nossos clientes tendem a recuperar os seus níveis de consumo.

No slide 13, a gente fala um pouco sobre o balanço de energia de curto prazo e como é o comportamento do PLD. A gente tem uma significativa ativa do trimestre anterior para esse trimestre, foi uma revisão da demanda, algo em torno de 2,1GW foi revisto para 2016 e 2GW para 2017, 2018 e 2019 de aumento na demanda fez com que os excedentes caíssem um pouco. Obviamente, à medida que as empresas venham aderir a nova lei MP 735, aquelas empresas que estão com dificuldade na implementação de seus projetos venham aderir a redução de multa pelo cancelamento das outorgas. Isso deve, também, mexer alguma coisa na expectativa de oferta futura. Vamos ver como isso vai impactar nesse balanço de energia nos próximos anos. No lado direito, na descrição da oferta por fonte, a gente vê que ainda nós temos essa situação, onde a demanda cruza a oferta nas termelétricas e, com isso, gera maior volatilidade no comportamento do preço ao longo do ano. Em um momento, você tem mais água e preços mais baixos no curto prazo, menos água, despachos termelétricos, preços mais altos. Então, o que a gente acabou vendo esse ano. Obviamente, acabou tendo uma piora na hidrologia a partir de abril e maio e estendendo até agora e que também está afetando o GSF e a gente vai ver esses defeitos um pouco mais adiante.

Página 15, onde a gente fala de estratégia e comercialização, todos os senhores sabem, a gente tem uma estratégia de ir contratando ano a ano de energia de futuro pouco a pouco tal forma de a gente ir compondo um portfólio de contratos, equilibrado, sem grandes impactos sem ter volume de descontratados muito grande, pontualmente. Então, isso nos dá, também, uma característica de estabilidade de resultado e fluxo de receita. A posição nossa de contratação, nós estamos bastante contratados. Dentro dos próximos três, quatro anos, começa a liberar um pouco mais de energia a partir de 2020 muito em função dessa característica, são contratos de quatro, cinco anos e, quando a gente olha quatro, cinco anos para frente, você tem um volume maior de energia descontratada.

Mas essa energia tem sido contratada, principalmente ali para os anos mais adiante, a gente tem composto o nosso portfólio para 2016, 2017, 2018 e tal forma a garantir um colchão eventual para um dia ruim, aproveitar as oportunidades de mercado, impactos do GSF, mas aí para 2019, 2020, 2021 a gente tem vendido uma quantidade razoável de energia do nosso portfólio. A gente percebe isso comparando trimestre a trimestre. No trimestre, só para ter uma ideia, para o terceiro trimestre de 2019 a gente vendeu aproximadamente 90MW de energia. Para 2020 60MW, 2021 114MW.

Bom, no slide 16, a gente apresenta o balanço de energia que é uma ferramenta para que os analistas possam modelar com todos os nossos contratos e os valores dos contratos. Bom, não vou passar, não vou me ater essa informação em detalhes.

Passando então para o slide 18, a gente vai falar do projeto de Jirau. O projeto Jirau, nós vamos falar de forma mais qualitativa, em vez de entrar nos detalhes. Ele está com 45 unidades instaladas das 50, de um total de turbinas. Temos três turbinas já sincronizadas e girando em teste e mais duas turbinas em condicionamento, ou seja, a gente está numa fase final de construção. Até o final do ano, todas as turbinas estarão em operação e é muito provável que o processo de transferência do ativo inicie-se. É uma questão agora do controlador ver o momento mais adequado, o risco principal, o risco bastante importante que é o risco de construção vai estar mitigado até o final do ano e é bem provável que o controlador defina a estrutura de transferência do ativo e venha a trazer para o Conselho da ENGIE Brasil Energia, no início do ano que vem, para que o Comitê de Partes Relacionadas seja acionado para fazer a avaliação, os estudos e a negociação com o controlador.

No slide 20, a gente vê algumas fotos, num nível de prontidão. No lado direito, a gente tem a margem direita, totalmente pronta e, na margem esquerda, algumas últimas unidades ainda em montagem, como a gente comentou com vocês. Essas fotografias são a da esquerda de setembro a da direita de outubro, realmente o da direita está um pouco mais atualizado.

Página 21, o Projeto de Pampa. Vocês veem que começa a montagem da estrutura pela fotografia. A gente tem enfrentado algumas dificuldades lá com a montagem, com o eletricista chinês, mas são coisas naturais num projeto complexo, um projeto onde a gente tem uma relação com um novo fornecedor.

Passando para o Projeto Eólico de Campo Largo, nós estamos iniciando a construção. Lembrando que esse projeto, também, como o de Pampa começa a entregar energia só em 2019. Começamos pelas estradas de acesso, começamos a fazer, também, as instalações do canteiro e a gente deve ter um pouco mais de movimento a partir do ano que vem.

No Projeto Eólico Santa Monica, nós já falamos que a Central Santa Monica, com sete geradores, já entrou em operação comercial, Cacimbas já tem, se eu não me engano, três geradores em operação e a ideia, também, é até o início de 2017, mais tardar no final de 2016 e início de 2017, todos os aerogeradores estejam em operação comercial. Projeto também que começa a deixar de ser projeto e passa a ser uma usina em operação em sua totalidade.

Assú, no slide 24, também está em início. Lembrando que, o início da operação é só para 2018. A usina fotovoltaica tem um processo muito mais sério de montagem. Nós estamos começando, nós já temos os fornecedores definidos, nós estamos estruturando o financiamento e devemos estar agora dando algum passo para atividade no canteiro.

No slide 25, Geração Solar Distribuída. O mercado está evoluindo numa velocidade maior do que nós esperávamos. Isso é positivo. Nós estamos conseguindo um número maior de clientes que era esperado, entrando no mercado comercial, já conseguimos alguns contratos de instalação de maior porte para empresas comerciais e industriais de pequeno porte. Um mercado que a gente está apostando bastante e deve ter algumas boas novidades num futuro próximo.

Quanto aos projetos em desenvolvimento, nós temos ainda as outras fases do projeto de Assú que podem ser trazidos aí nos próximos leilões. Lembrando que, no leilão próximo de 2016, essas usinas não vão poder entrar por causa das discussões de transmissão. Santo Agostinho, também não. Campo Largo Fase 2, também não. O Complexo Alvorada, também não, mas a gente está estudando algumas possibilidades de projetos onde a gente tem a opção de aquisição em áreas, onde as restrições de transmissão não estarão afetando os projetos. Então, nós não ficaremos sem projeto, muito provavelmente, não ficaremos sem projeto para o leilão de 2016 em dezembro.

Desempenho financeiro, na página 28, a gente apresenta sempre os principais agregados, receita líquida, EBITDA e Lucro Líquido, mostrando a evolução. De

momentos difíceis, a gente conseguiu manter a estabilidade de geração de caixa e de lucro. Isso que é a mensagem importante aqui nesse slide 28.

No slide 29, a gente fala um pouco dos componentes da receita, comparação trimestre a trimestre. O preço médio de venda que subiu 4,9% representou R$ 76 milhões a mais na receita, mas tivemos a redução no volume de 83MW médios que fez com que tivéssemos R$ 35 milhões negativo no volume. E no curto prazo, nós tivemos uma receita bem menor, de R$ 99 milhões no ano passado, para R$ 20 milhões esse ano. E nós tivemos muito em função também do GSF que influenciou essa nossa disponibilidade em arcar com o curto prazo. O GSF deve ter ficado nesse trimestre na ordem de 0,83, mais ou menos isso, o trimestre ainda não foi informado o mês de setembro, mas disso aqui é importante a mensagem que é aquele prêmio de risco do seguro GSF já começa a gerar seus benefícios. No trimestre, nós pagamos um prêmio de risco de R$ 5,6 milhões e tivemos um custo evitado de R$ 34,7 milhões, mostrando que a gente não esperava em 2016, quando iniciou o ano, utilizar o prêmio do seguro GSF e acabamos, então, utilizando, mostrando que ele está sendo efetivo e ajuda a estabilizar os nossos resultados, pelo menos para o mercado regular.

No slide 30, a evolução do EBITDA, nós tivemos compras para revenda, nós tivemos uma redução de R$ 71 milhões. Na receita liquida contratada, nós tivemos um aumento de R$ 41 milhões na receita. Então, isso também contribuiu para a evolução do EBITDA. Tivemos menos dispêndios com combustíveis, menor despacho a gás principalmente, e o carvão, eu lembro que ele tem o reembolso da CDE. E no curto prazo, tivemos R$ 100 milhões a menos, a diferença de R$ 99 milhões positivos que nós tivemos em 2015 versus R$ 1 milhão negativo que nós tivemos em 2016 com o resultado da CCEE. Isso traz em nosso EBITDA de R$ 772 milhões no trimestre para R$ 807, com o aumento de 4,6%.

Passando para o slide 31, a evolução do lucro líquido. Nós temos o resultado financeiro contribuindo com R$ 41 milhões, R$ 27,5 milhões a mais na receita, R$ 13,6 milhões a menos nas despesas, uma dívida liquida, como vocês verão, bastante baixa, fazendo com que as despesas financeiras caiam e o resultado financeiro seja positivo. Nós temos, no slide anterior, R$ 35 milhões vindo do EBITDA. Tivemos a depreciação um pouco maior, R$ 5 milhões maior do que no terceiro trimestre do ano passado, principalmente em função das grandes manutenções que mobilizam o valor das

manutenções para serem depreciadas ao longo dos anos seguintes. Aí o imposto de renda também, quanto maior o resultado, maior o imposto de renda, natural. Nós seguimos tendo a evolução do lucro líquido do terceiro trimestre de 2015 para o terceiro trimestre de 2016 de 14,2%.

Passamos para o slide 32, endividamento. Lembrando que nós não temos a exposição cambial. A exposição cambial que temos nos empréstimos é totalmente coberta por instrumentos de hedge associados, quase com as mesmas contra-partes e o endividamento líquido caindo de 0,4 vezes EBITDA para 0,2 vezes EBITDA. Quando a gente compara dívida total/EBITDA, a gente está mais ou menos no nível de 1,2x para 1,2x, e quando a gente compara com a dívida total, uma pequena queda de 0,78x para 0,70x, mais, aí, é aquela história de trimestre a trimestre, às vezes, nós temos um trimestre um pouco melhor, um trimestre um pouco pior. Isso gera essas pequenas situações que a gente já mencionou e não estimula comparação. No caixa, com R$ 3,85 bilhões, sendo uma alteração bastante significativa com a posição do último trimestre, de R$ 2,104 bilhões. Lembrando que, em outubro, nós pagamos dividendos, mais de R$ 600 milhões em dividendos e a dívida líquida, então, no trimestre caiu de R$ 1,203 bilhão do trimestre passado para R$ 765 milhões, uma queda de R$ 438 milhões. Não temos a melhor estrutura de capital. A ideia é que o endividamento aumente à medida que os nossos projetos em andamento venham a ter seus financiamentos contratados e eventualmente na transferência de Jirau pode ser que uma das opções de levantamento de dívida, compra através de pagamento via dívida, ainda não está definido. Então, a gente tem espaço no nosso balanço para poder fazer essas aquisições, estabelecendo um nível de alavancagem um pouco maior, sem, contudo, colocar em risco os ratings da Companhia.

No slide 33, na evolução da dívida com investimentos, impostos pagos, juros apropriados e a geração de caixa nas atividades operacionais. O importante, aqui, talvez é mencionar a redução do capital de giro, quando a gente compara trimestre a trimestre, melhorando então a nossa posição de caixa.

Passando para o slide 34, perfil da dívida. No perfil da dívida, a gente tem uma concentração no final desse ano de R$ 832 milhões que serão liquidados em operações que a gente fez de empréstimo externo *swapados*, eliminando a variação cambial, que nós contratamos no final de 2014 por dois anos exatamente para passar o período de

dificuldade que passamos em 2015 com a situação econômica difícil e ajustes necessários no primeiro ano. Depois, a partir de 2017, nós voltamos a nível de amortizações normal dos nossos financiamentos de longo prazo. O gráfico aqui mostra um valor maior de R$ 1.463 milhões, mas lembrando que isso aqui é porque, a gente compreende 5 anos em sua totalidade. Então, a gente está falando aqui mais ou menos de um mesmo valor em que a gente estava observando em 2020 para 2021. Composição da dívida, hoje ela tem essa parcela de CDI que será liquidada. O IPCA, a gente tem duas debêntures, uma emitida no final de 2015 e outra emitida agora em meados de 2016. A primeira atrelada aos financiamentos de modernização dos ativos, a segunda atrelada aos investimentos de *equity* de Pampa. Dessas, são eventos de 10 anos e tem uma parte aqui de fixo de operações de pequeno porte com juros fixo.

No slide 35, apropriação do Capex. Vocês já sabem quais são os projetos que a gente tem aqui 2016/2017, a gente está falando de Pampa, Campo Largo, Santa Mônica que está acabando e lembrando que tem aqui os R$ 511 milhões que foram retidos lá em 2010 em que serão utilizados, a ideia nossa é na aquisição de Jirau. Isso é uma questão que, como nós retivemos, a gente tem que mostrar como a gente vai utilizar e, aí está aparecendo que, à medida que as outras operações e transferências de Jirau não ocorrem, a gente vai transferindo para ele para o ano que a gente acha que os recursos serão dispendidos.

Bom, política de dividendo. Ali, votamos a pagar 100%, a expectativa é que isso continue desta forma na situação de equilíbrio. A gente acha que, mesmo com os nossos empreendimentos em andamento, a gente vai ter condição de caixa e de abertura de balanço para voltar a pagar 100% de distribuição de payout. Era isso senhores e senhoras. Estou aberto para as perguntas que vocês quiserem.

Operador:

*Obrigado. Senhoras e senhores iniciaremos, agora, a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem *1 (asterisco um). Para retirar a pergunta da lista, digitem *2 (asterisco dois). A nossa primeira pergunta vem do senhor Kaique Vasconcellos do Citigroup, o senhor pode prosseguir.*

Kaique Vasconcellos - Citigroup:

Bom dia a todos obrigado pela oportunidade. Só uma pergunta em relação ao balanço energia. Eu percebi que tanto preço médio de compra para 2017 e 2018 quanto o preço de venda de energia tiveram uma queda, sendo que o preço de compra caiu até mais. Só queria entender o racional dessa mudança. Se foram contratos devolvidos, se é renegociação, o que originou isso versus o resultado do trimestre anterior. Obrigado.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:

Oi, Kaique, obrigado pela pergunta. Realmente, eu passei sem comentar especificamente. Óbvio, segundo os pontos que você falou, essa revisão de contratos, renegociações que acontecem sim, mas o principal fator não foi esse. O principal fator foi que existia uma estimativa de IGPM e que ela acabou sendo um pouco mais baixa e que isso fez, então, com que o todo o volume fosse afetado. As renegociações e as linhas de preço dos novos contatos são coisas que afetam muito marginalmente, não daria para ser percebido por vocês. Isso aqui especificamente foi revisão da atualização do IGPM de contratos.

Kaique Vasconcellos - Citigroup:

Está joia, obrigado.

Operador:

A nossa próxima pergunta vem do Sr. Vinícius Canheu, do Credit Suisse. Por favor, Sr. Vinícius, o senhor pode prosseguir.

Vinícius Canheu – Credit Suisse:

Oi, Sattamini, bom dia. Eu queria só, até tinha outra pergunta, mas aproveitando a deixa da primeira. Você falou a expectativa de IGPM, mas, pelo que eu entendo, na tabela quando vocês mostram os preços lá, vocês sempre mostram um preço corrente. Assim, eu nunca entendi que isso tinha alguma expectativa de inflação para frente, então só queria que você pudesse esclarecer isso. E agora a minha pergunta mesmo é a gente viu agora nesse trimestre, sendo anunciado a venda dos ativos do Duke no Brasil. A geração Paranapanema é um ativo que vocês estiveram interessados há muito tempo. Uma coisa que chamou a atenção do mercado inteiro foi o valuation que, pelo menos aparentemente, foi atrativo. Então, queria saber, do lado de vocês, se pudesse comentar

o que levou vocês a não participar ou participar e perder, quais o motivo de não ter interesse naqueles ativos da Duke nesse preço que saiu que, aparentemente, chamou muita atenção de muita gente por ter sido um preço baixo.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:
Eu acho que eu já respondi de alguma forma no trimestre passado a questão da Duke. A Duke é um ativo que tem um perfil muito parecido com o nosso investimento de concessão em 2029, quando a nossa grande parcela dos nossos ativos vencem em 2028, isso fez com que a gente não quisesse criar uma concentração de investimentos de concessões entre 2028 e 2029. Não perdemos, nós não participamos, simplesmente isso. A primeira pergunta com relação a preço, o Rafael vai responder aqui. Ele identificou essa mesma alteração e ele que me deu a cola aqui do IGPM, então.

Rafael Bósio – Gerente de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:
Vinícius, bom dia a todos, lembrando que o balanço de energia é uma melhor projeção tanto de volume como de preços e que a gente atualiza todo trimestre em termos de preço, mas em termos de volume e os preços é o nosso orçamento, ele roda duas vezes ao ano. A forma como é calculado, nós temos uma premissa de IGPM para os contratos e depois trazemos ao valor presente a uma taxa de desconto. Então, o que aconteceu nesse trimestre, houve um ajuste da premissa de IGPM para baixo, mas a taxa de desconto ficou inalterada, ficou a mesma. Então, isso acabou impactando nos preços médios, tanto de compra como de venda.

Vinícius Canheu – Credit Suisse:
Está bom.

Rafael Bósio – Gerente de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:
Mas se você olhar no trading, houve uma queda muito maior no preço de compra do que no preço de venda. Então, não mexe na comercialização.

Vinícius Canheu – Credit Suisse:
Não, isso aí está claro. A gente tem identificado a queda do preço de compra. Só o que tinha chamado atenção é que, como sempre a gente tinha entendido que era preço corrente, eu não sabia que tinha essa questão de projeção de IGPM e depois uma taxa desconto em cima, mas isso aí está claro.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:

E talvez algo importante, quer dizer, isso aqui é uma indicação. A gente não atualiza todo trimestre e até porque já falei isso algumas vezes, esse ponto foi importante lá há alguns anos atrás, as perguntas são mais direcionadas às outras coisas mais recentemente, mais ligadas à hidrologia e operações, etc. Mas é basicamente a questão de preços, aqui, a gente não dá sinalização de preço para a concorrência. Então, a gente procura dar uma maior informação possível, sem indicar preços de contratação que estão ocorrendo no nosso portfólio. É basicamente essa a ideia.

Vinícius Canheu – Credit Suisse:

Beleza, beleza. Está bom, obrigado.

Operador:

*Mais uma vez, lembrando que para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco um (*1). A nossa próxima pergunta vem do Sr. André Sampaio, do Santander. Por favor, Sr. André, o senhor pode prosseguir.*

André Sampaio - Santander:

Bom dia, eu queria fazer uma pergunta, eu queria que vocês pudessem falar um pouquinho sobre essas possíveis mudanças no PLD aí para 2017 e 2018.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:

Mudanças da metodologia né? Na mudança da metodologia, a gente até estava esperando uma cobrança um pouco mais radical em termos de apropriação de risco, ou seja, com um peso maior para a cauda, o que, de certa maneira, assustou, então, isso fez com que a expectativa de preço para 2017 caísse um pouco, mas a expectativa é de preços elevados, mais elevados do que a gente está vendo agora nesse terceiro trimestre e provavelmente vai beirar no quarto trimestre. Essa é a expectativa nossa de uma maneira geral. 2018 vai depender muito da hidrologia de 2017 e 2018. 2017 vai depender, obviamente, da hidrologia de 2017, mas a gente baseia que hoje já tem uma visão do nível de reservatório que nos permite ter um pouco mais de precisão nos valores.

André Sampaio - Santander:

Obrigado.

Operador:

A nossa próxima pergunta vem do Sr. Ezequiel Fernandes, do Scotia Bank. Por favor, Sr. Ezequiel, o senhor pode prosseguir.

Ezequiel Fernandes – Scotia Bank:

Bom dia, obrigado pelo call. Primeiramente, eu gostaria de perguntar sobre o nível de contratação da apresentação e do press release, dá para ver que vocês aumentaram os contratos dos anos de 2020 e 2021, se pudesse, primeiro, comentar um pouco sobre isso e depois ter uma segunda pergunta sobre o pricing do mercado livre.

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:

Vamos lá. O nível de contratação que a gente aumentou em 2020 e 2021, sim. Essa é a nossa atividade normal. Nossa atividade normal é vender e diminuir a nossa exposição ano a ano. Então, trimestre a trimestre, para os anos que a gente tem energia disponível, a tendência é você diminuir o nível de "descontratação". Então, não sei se essa foi a sua pergunta, mas isso é natural. Todo o trimestre vendendo a minha atividade comercial que ela institui de tal forma que a gente tenha um fluxo de venda, atendimento aos clientes e uma dispersão de vencimentos de contrato ao longo de muitos anos. Essa é a maneira da gente se proteger à volatilidade do preço ano a ano, trimestre a trimestre, que seja, em função de influências de curto prazo ou de percepções de crescimento de economia ou de decrescimento da economia. Então, é natural. E a segunda pergunta sobre preço de mercado livre, ele tem mostrado por uma razão de volatilidade da expectativa em mudanças de eventuais mudanças de cálculo e etc. eles têm apresentado uma certa volatilidade, eles mandaram no início do trimestre passado na ordem de R$ 145 subiram para R$ 165, R$ 170. Eu estou falando para 2017, tá? Depois, voltaram para R$ 160 e hoje já estão abaixo de R$ 160 de novo. Então, a gente tem visto uma certa volatilidade no preço muito em função das questões de aplicações de novas metodologias de cálculo de preço, das expectativas econômicas. A partir de 2018 e 2019, as dúvidas são grandes com relação ao comportamento da hidrologia, do comportamento da economia, eles passam para o nível mais próximo de um custo marginal de expansão. É que não está muito longe do custo que a gente está olhando

para 2017 não, está ali na faixa dos R$ 155 reais por megawatt/hora. Então, não está havendo, como a gente viu em anos passados que o ano seguinte estava em R$ 200 e tantos reais megawatts/hora e aí caia para R$ 200, R$ 180. A gente está vendo níveis de preço mais estáveis nos próximos quatro, cinco anos com o custo muito próximo ao custo marginal de expansão.

Ezequiel Fernandes – Scotia Bank:
Perfeito, muito claro, obrigado.

Operador: *Mais uma vez, lembrando que para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco um (*1). Encerramos, neste momento, a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao Sr. Eduardo Sattamini para as considerações finais. Por favor, Sr. Sattamini, pode prosseguir.*

Eduardo Sattamini – Diretor Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia:
Eu queria agradecer, mais uma vez, a participação de todos e as perguntas e manifestar a minha expectativa pela melhoria do cenário macroeconômico. A gente tem visto, também, um profissionalismo muito grande da equipe do governo, do ministério, do EPE, a ONS buscando trazer uma realidade para preço de mercado, diminuir as artificialidades. Então, a gente está bastante otimista com relação ao comportamento do governo e aos ajustes necessários para que o setor siga mais estável e resolva os seus problemas de curto, médio prazo. Essa é a mensagem que eu queria falar para vocês, uma mensagem de otimismo com relação a expectativa do setor.

Operador:
A áudio conferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos. Tenham uma boa tarde e obrigado por usar Voitel.