ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA TELECONFERÊNCIA DE RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2017

26 DE ABRIL DE 2017 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

OPERADOR: Bom dia! Esta é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do primeiro trimestre de 2017. 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 "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 de resultados da Companhia.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta teleconferência, relativas às perspectivas dos negócios da Companhia, devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje, estão o Sr. **Carlos Freitas,** Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e o Sr. **Rafael Bósio**, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da ENGIE Brasil Energia no primeiro trimestre de 2017. Logo após, responderão às questões que eventualmente sejam formuladas. Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-lo por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Agora, eu passo a palavra ao Sr. **Carlos Freitas**. Por favor, senhor Carlos, o senhor pode prosseguir.

SR. CARLOS FREITAS: Muito obrigado, operador. Bom dia a todos, é um prazer estar aqui com vocês nesse call e eu assumo que todos tenham nas suas telas o material de divulgação que foi subido na página ontem à noite. Então eu proponho que nós comecemos pela apresentação na página de número 4: os destaques do trimestre.

Eu destacarei aqui primeiro uma performance de venda de energia estável, ou seja, nossa receita de vendas nesse trimestre foi basicamente a mesma do ano passado, em que pese um pequeno aumento no preço médio de 1,4%, que também está na tabela. Nós tivemos uma redução no volume de energia vendido de 0,9%.

Começando com o aumento do preço de 1,4%, isso se decompõe em venda de energia para clientes regulados e clientes livres. Aqui é importante mencionar que no setor de energia livre ou vendas para clientes livres, nós tínhamos uma base alta no ano passado. No ano passado, nós tínhamos ainda alguns contratos de energia que foram fechados ainda influenciados por um PLD alto em 2014 e 2015 e que foram PPAs de três anos, por exemplo, e que venceram no ano passado. Então a base de comparação era alta.

Apenas como exemplo, se os senhores e senhoras olharem esse material nosso de dois anos atrás, o release de dois anos atrás, vocês vão ver que teve um aumento há dois anos de 16% no preço médio de vendas, que era um reflexo desse tipo de contratos. Então os contratos que temos hoje refletidos no nosso balanço para o primeiro trimestre de 2017 são a preço mais normais. Então a base de comparação do ano passado estava um pouco inchada por esse efeito, essa influência do PLD alto de 2014 e 2015.

E a redução de consumo de 0,9% ainda é efeito da crise econômica que nós passamos nos últimos dois anos e que agora começa a dissipar-se, começa a haver uma melhor performance da economia ao longo desse ano, uma performance que é ainda muito influenciada pelo setor agro no Brasil, como os senhores sabem, e um setor industrial um pouco defasado, começando a melhorar um pouco, mas ainda não foi suficiente para a gente mostrar aqui um crescimento de vendas. Aqui teve uma pequena redução de vendas, nada muito preocupante, e nós esperamos para o resto do ano uma performance melhor em vendas à medida que a economia industrial de fato se reative.

Outro indicador interessante nessa página foi a melhora na performance, tanto do EBIT como do Ebitda da empresa, que subiram 15,2% e 11,7%. Aqui o principal fator foi a melhora no resultado no curto prazo em R$ 60 milhões. Nós tínhamos uma performance na CCEE de menos R$ 50 milhões no primeiro trimestre do ano passado. O primeiro trimestre desse ano foi positivo em R$ 10 milhões mais ou menos, então é uma contribuição aqui de R$ 60 milhões nesse trimestre, basicamente pela performance do setor como um todo em energia secundária.

Nós tivemos, no ano passado, um GSF no trimestre de 12% mais ou menos, teve um déficit físico de 12%. No primeiro trimestre desse ano, os players como um todo na sua alocação fizeram uma estratégia que acabou gerando energia secundária no trimestre. Ou seja, o mercado como um todo, nós inclusive alocamos menos energia no primeiro

trimestre e mais energia ao longo do ano. Todo mundo esperando – nós inclusive – uma subida no PLD ao longo do ano.

Então o setor como um todo alocou fortemente pouca energia, eu diria, no primeiro trimestre, o que acabou gerando uma energia secundária que é quase que artificial, porque a afluência hídrica não foi uma maravilha, mas gerou um efeito secundário aqui de 9,5%. Então essa secundária mais do que compensou o fato de a gente ficar short, ou seja, uma posição compradora na CCEE. Essa contribuição de R$ 60 milhões trimestre contra trimestre é o que explica aqui a variação no EBIT e no Ebitda de maneira principal.

Além disso, também teve uma redução no custo de combustíveis, porque a gente, no primeiro trimestre do ano passado, ainda tinha uma central antiga a carvão em operação, que era Charqueadas. No primeiro trimestre no ano passado, nós também geramos um pouco de energia na central a gás de William Arjona que nesse trimestre não foi quase despachada. Então teve uma redução aqui no custo de combustíveis, uma redução também no custo de royalties, não apenas pela menor geração hídrica nesse trimestre, o que é verdade, mas também pela redução na tarifa que é paga pelos royalties. E uma redução de custos como um todo de pessoal, inclusive, que nos gerou uma melhoria na margem e nos levou a ter uma melhor performance em Ebitda nesse trimestre.

E no lucro líquido foi ainda melhor, uma subida de 30% no lucro líquido do trimestre. Ou seja, não apenas pelos motivos que já expliquei em Ebitda, mas teve aqui um efeito importante: uma redução de R$ 44 milhões no resultado financeiro como um todo da Companhia, em que pese alguns fatores não recorrentes ano passado e esse ano, mas se a gente quiser focar no que é recorrente, tem uma redução importante no custo de dívida, porque uma parte de nossa dívida é em IPCA e o IPCA caiu.

A gente também tem um fator importante aqui, que é a correção monetária dos nossos pagamentos para concessões, que também são influenciados pela inflação, então tudo isso nos levou a uma queda de R$ 44 milhões no resultado financeiro do trimestre, que é o que ajuda a justificar essa melhor performance no lucro de 30%.

A dívida líquida subiu um pouco, ou seja, a dívida bruta também subiu um pouco. Subiu em quase R$ 200 milhões e a razão principal foi o saque que nós fizemos nesse trimestre de R$ 220 milhões, um saque no BNDES para um financiamento de Santa Mônica, um parque que, a propósito, já está em operação.

A queda de 3% na geração, eu já falei uma parte. Foi uma queda de 16% na geração hidro pela pior hidrologia nesse trimestre e de 9% em geração térmica pelas razões que eu falei, por Charqueadas e William Arjona, basicamente.

E outro ponto de destaque aqui, na última linha, foi a redução do número de empregados em 7% mais ou menos, principalmente pelo PDV. Nós tivemos um programa de demissão voluntária que nós implementamos, que foi executado a maior parte dele em novembro do ano passado. Então, trimestre contra o trimestre, tem aqui uma redução importante no quadro de funcionários da empresa, de 80 pessoas.

Seguindo na página 5, os destaques em geral não financeiros, o primeiro ponto foi a confirmação pela Fitch do nosso rating nacional de longo prazo em *Triple* A e na escala global de *Double* B+, que ainda é um ponto, um *notch* acima do rating soberano. E para a gente, é um orgulho falar isso, porque uma empresa que tem atividades no Brasil, receitas em reais, ter um rating acima do soberano, eu acho que é um grande sucesso para ser celebrado, então a gente mantém aqui esse *Triple* A pela Fitch.

Outro ponto importante aqui na parte direita do slide: o Complexo Santa Mônica está agora totalmente em operação, 97 MW que entraram em operação no começo de abril desse ano. Foi aprovado também o pagamento de dividendos complementares no valor de R$ 409 milhões, totalizando um *payout* de 100% do lucro líquido do resultado do ano passado, com *payout* de R$ 2,28 por ação. Esse montante de dividendos vai ser pago agora em junho.

Página seguinte, concluímos os trabalhos de modernização da Usina de Salto Santiago. É uma usina grande, tem 1400 MW. Foi um trabalho de quatro anos para modernizar a usina, para estender a vida útil dessa usina que é importantíssima para o parque da Companhia. Aumentou também um pouco a energia assegurada da usina, então foi uma manutenção importante para manter a estabilidade do nosso *cash flow*.

Nós também temos orgulho de ver que a Usina de Cogeração Lages encerrou um período de 10 anos de emissão de CERs, de Certificados de Redução de Emissão de Carbono, que foi um dos primeiros que nós tivemos aqui no Brasil como um todo há 10 anos. Também nesse âmbito de sustentabilidade, nós temos também o orgulho de dizer que temos um projeto aprovado de P&D na Aneel para pesquisa em sistemas de baterias eletroquímicas. Nós estamos agora também olhando com atenção para novas tecnologias que vão ajudar a registrar conhecimentos para seguir evoluindo de acordo com o mercado.

Eu proponho que a gente salte agora para o slide número 8, apenas para mostrar o crescimento da nossa Companhia. Teve um aumento nesse trimestre de 60 MW mais ou menos, que foi a entrada dos dois parques que faltavam do Complexo Eólico Santa Mônica.

E nós, na página 9, somos parte do maior grupo independente no Brasil de geração de energia. Temos aqui 8,6% no total de operação, aqui já incluindo a parte da ENGIE em

Jirau e estamos construindo Pampa, Campo Largo e Assú, que somam mais ou menos 700 MW.

Na página 10, é importante mencionar um par de coisas. Primeiro, nesse ano, nós podemos ver aqui um aumento, uma subida importante na participação de clientes livres, que deve ser basicamente por um contrato grande de regulados que venceu ano passado de 350 MW médios, que foi recolocado no mercado livre, mas temos a tendência de voltar a uma posição de quase 50/50 entre mercado livre e mercado regulado, porque em 2019 começa a entrar em vigor o PPA de Campo Largo, o PPA de Pampa. Então a gente volta a ter uma participação importante, ou mais importante, no mercado de distribuidoras.

E também aqui é importante lembrar que esse aumento da barrinha verde, que são com *traders*, deve-se à operação de *swap* na qual a gente entrega energia convencional, recebe energia incentivada, monta produtos e consegue também vender para mais clientes energia com volumes menores e com isso agregar mais margem. É um *deal* que nós temos feito de baixar um pouco o *treshold* do volume de vendas para clientes, acessar uma base mais ampla de clientes e para isso, para a gente ter produtos, a gente acaba fazendo um pouco mais de *trading* de energia.

Isso reflete na página 11, no nosso perfil diversificado de venda para cliente livre, que os senhores conhecem. Temos de novo orgulho de falar que temos nível 0 de inadimplência para clientes livres.

Eu vou falar um pouco de mercados na página 13. Aqui a gente mudou um pouco o layout do slide para reforçar a mensagem de que hoje em dia nós temos uma sobra de lastro, que é o que está aqui no gráfico à esquerda, no curto prazo agora em 2017, 2018, 2019 e 2020, por exemplo, mas falta energia.

Ou seja, tem lastro disponível, que pode ser um lastro teórico, porque aqui tem ainda um pouco de sobre-estimação de projetos que talvez não venham a ser construídos, mas o fato é que, dado que nós temos hoje em dia mais hidrelétricas a fio d'água no país e um déficit hídrico este ano, assim como tivemos também forte déficit hídrico em 2015 e 2014, nós temos uma maior volatilidade do preço spot no PLD.

O PLD que, se olharem as últimas quatro semanas, variou de maneira absurda. Trezentos e poucos reais agora, estava R$ 400 a dez dias e duzentos e poucos reais a cerca de um mês. Então o sistema está sensível a qualquer mudança de parâmetro hídrico. Por isso também que a gente está deixando uma parcela maior descontratada de energia este ano e ano que vem.

Nós temos aqui uma parcela de mais ou menos 10% de energia na página 15, 9,6% de energia que estaria em venda potencial não vendida. E a tendência é que esse número

não mude muito ao longo deste ano. Pode mudar um pouquinho, mas se for vender mais energia, é porque está fazendo produtos e comprando energia para 2017 e 2018.

Nós achamos que esse volume de 9,6% de energia disponível para venda não vendida é um nível razoável para a gente poder enfrentar as dúvidas em relação à GSF, com relação ao PLD e já considerando que nós temos o seguro de GSF para a parcela de venda de clientes regulados. É importante lembrar disso. Hoje em 2017, nós temos uma proteção parcial para clientes regulados.

Hoje em 2017, nós temos uma falta de vendas por causa disso. Por isso que temos que deixar aqui quase 10% de energia não vendida para poder fazer frente a esse tipo de incerteza. Mas a tendência ao longo do tempo é a gente ir recontratando essa energia e, hoje em dia, dado o PLD alto e dada a expectativa de PLD alto também para o ano que vem, nós temos visto aqui um aumento de preço médio de mercado de energia. O que a gente via, que, por exemplo, a energia para o ano que vem, há cerca de alguns meses, estava abaixo de R$ 200. Hoje já está na casa de R$ 220, energia para entrega no ano que vem. Para este ano então, nem se fala. Este ano, como o PLD está muito alto, está acima de R$ 300.

Em mercados de médio prazo, aí nós voltamos já para um nível um pouco mais normal, eu diria em torno de R$ 165, R$ 170 mais ou menos, que é o padrão que nós esperamos de médio prazo. Mas esse médio prazo está cada dia mais influenciado por um PLD de curto prazo, que é alto, bem alto. Este ano, muito mais alto do que ano passado. E a expectativa é que, no ano que vem, continue-se em um nível um pouco mais alto do que foi o ano passado, mas ainda mais baixo do que este ano. Isso tudo se traduz em estratégia de vendas que a gente vai executando e vai vendendo mais quando a gente acha que o preço está melhor, quando a gente acha que tem mais margem nesse ciclo.

Na página 17, aqui é só para ilustrar o status de Jirau, que os senhores já conhecem. A Usina Hidrelétrica Jirau tem cinquenta máquinas em operação desde novembro do ano passado e está gerando de acordo com o esperado. Tem um FID de 99,7% uma geração bastante eficiente, e nós estamos de fato aguardando o começo do processo, nós esperamos que esse processo vá começar de fato esse ano. Nós não temos ainda uma estimativa de quando seria isso, mas nós esperamos que esse processo comece de fato daqui a pouco.

Certamente não será concluído esse ano, porque é longo um processo desses e requererá claramente a aprovação de entes com a Aneel, Cade e BNDES, mas nós esperamos que esse processo comece daqui a alguns meses e aí a gente vai poder avaliar dentro do comitê como esse ativo poderia vir para dentro do portfólio da empresa.

Agora falando de ativos que já estão dentro do nosso portfólio, na página 19 até 23. Primeiro Pampa Sul tem um progresso acumulado interessante de 55% na obra lá em Candiota-RS e nesse primeiro trimestre, o que foi feito foi iniciado o enchimento do reservatório, para manter água para o processo termelétrico da usina. E foi concluída a montagem e lançamento dos cabos da maior parte da linha de transmissão. Então está andando de acordo com o cronograma e esse tipo de acordo com o orçamento que tinham estimado.

O mesmo pode ser dito em relação a Campo Largo – Fase I, na página 20. É o nosso maior projeto eólico hoje e é o primeiro projeto eólico que tem energia vendida tanto no mercado livre como no regulado. Então, no fim do primeiro trimestre, a gente já tem a maior parte das torres de distribuição implementadas, obras avançando de acordo com o cronograma, estamos completando as bases dos aerogeradores. Então esse projeto na Bahia está também andando de acordo com o cronograma, de acordo com o orçamento previsto, e vai estar em operação no fim do ano que vem, porque o PPA começa em 2019, como eu falei antes.

A Central Fotovoltaica Assú lá no Rio Grande do Norte já começou as obras agora em março, que devem estar concluídas até o fim do ano. Ainda que o PPA comece em novembro do ano que vem, quando você antecipa essa obra, você consegue antecipar também o PPA. Então a nossa intenção é concluir essa obra até o fim do ano.

E finalmente, na página 22, a nossa entrada já conhecida na geração solar distribuída e o destaque aqui nesse trimestre foi uma participação em um projeto da Celesc lá em Santa Catarina na qual a gente teve uma demanda por painéis solares residenciais que foi onze vezes maior do que o ofertado. A gente começou essa instalação agora no primeiro trimestre, que foi o primeiro grande passo mais relevante, com maior magnitude nesse segmento.

E finalmente, na página 23, o nosso pipeline de projetos que serão engatilhados em função do mercado. Nós sempre deixamos na estante alguns projetos que estão sendo preparados para quando o mercado assim demandar, tanto no mercado regulado, via leilões, quanto no mercado livre. Assim como a gente fez também com Campo Largo, Santa Mônica e Pampa, aqui é igual. Temos projetos de energia solar, eólica e a gás natural que estão sendo estudados para, quando tiver oportunidade, engatilhar esses investimentos.

Agora, falando um pouco da parte financeira, na página 25, aqui eu já expliquei antes, teve um desempenho *flat* mais ou menos em receita, mais o aumento importante de Ebitda e lucro líquido no trimestre e também consistente ao longo dos anos.

Explicando um pouco mais sobre cada efeito, na página 26, teve o efeito do aumento do preço médio de venda, que contribuiu aqui com R$ 70 milhões, mais uma redução no

volume de vendas que reduziu as vendas em quase R$ 80 milhões. Esse aumento de vendas se deu pelas transações de curto prazo, então como eu falei, os players sublocaram pesado no primeiro trimestre do ano, criando esse excedente eu diria artificial de energia secundária que foi liquidada a um preço forte de R$ 155 em média, então a gente em que pese estavámos *short* como um todo em energia alocada, tivemos um benefício aqui de R$ 15 milhões em receita, o que traduz também de novo aqui na parte de Ebitda, R$ 70 milhões pelos efeitos que eu falei.

GSF de 2% no primeiro trimestre do ano passado e secundária de 9,5% no primeiro trimestre deste ano. A redução de combustíveis com R$ 24 milhões, R$ 16 milhões redução por *royalties*. De novo, não apenas pela redução da geração, mas também pela redução da tarifa em que esses *royalties* são pagos. Essas foram as razões principais para essa melhor performance do Ebitda.

E na página seguinte, aqui o resultado financeiro de R$57 milhões melhor do que no ano passado e isso explicado pela redução de custo da dívida, pela redução de custo da correção monetária e também porque, com uma parte dos nossos investimentos de *equity* em Campo Largo e Pampa, a gente consegue capitalizar e, com isso, ter uma menor despesa financeira, compensado com maior imposto de renda, porque teve mais renda. A gente aumentou a nossa base de lucro, então tivemos aqui uma maior provisão de imposto de renda.

Na página 29, temos aqui um pequeno aumento de R$ 180 milhões mais ou menos na dívida bruta. A maior parte dele vindo pelo desembolso do BNDES para Santa Mônica, como eu falei. O caixa mais ou menos no mesmo patamar que estava em dezembro do ano passado, então isso significou um pequeno aumento na dívida líquida para R$ 1,2 bilhões, uma dívida líquida ainda baixa de apenas 0,4 vezes do nosso Ebitda. Ou seja, tem muito espaço para melhor isso aqui, tem muito espaço para ficar mais eficiente o nosso balanço, mas nós vamos torná-lo mais eficiente através de crescimento, seja em transmissão, por exemplo.

Os senhores sabem que nós passamos o leilão de transmissão agora na segunda-feira, infelizmente não conseguimos ganhar em nenhum lote, mas no final eu acho que foi um processo muito bom. Estávamos competitivos. Por exemplo, no lote 1, que era o maior lote, nós chegamos a disputar em viva-voz com o ganhador e perdemos por pouco. Isso ocorreu em outros lotes, então foi nossa primeira participação em um leilão de transmissão e nós quase chegamos lá. Então agora a tendência é a gente continuar estudando para participar – se tiver condições de participar e acho que vamos ter – nos próximos leilões de transmissão. Então a gente vai continuar analisando com carinho a entrada no setor de transmissão.

E também tem aqui espaço para crescer o *leverage* via M&A, inclusive com a compra de Jirau, que pode ser com dívida, por exemplo, e esse valor também vai aumentar ao

longo desse ano, porque eu diria que todo o nosso CAPEX esperado para esse ano vai ser financiado com dívida. Eu vou falar um pouco mais sobre isso também.

Mas antes de falar nisso, na página 30, é importante mencionar que o nosso pagamento de dividendos e nossos investimentos, eles foram quase todos financiados até agora no primeiro trimestre com *cashflow* operacional, ou seja, apenas cerca de R$ 200 milhões foram via o saque do BNDES, como eu falei.

Na página 31, aqui o destaque foi a redução no custo nominal da dívida, que era de 11,2% um ano atrás, hoje está em 10,1%. Uma dívida barata, mais de 2/3 com o BNDES e com perfil bastante *smooth*.

Aqui na página 32, aquilo que eu estava falando antes, o CAPEX já contratado para 2017. Aqui é CAPEX com investimentos para Pampa, para Campo Largo, para Assú e o que faltava de Santa Mônica. Ele vai ser financiado via dívida no nível dos projetos. A gente tem um crescimento de R$ 2 bilhões, então a dívida bruta da empresa que está hoje em R$ 3,3 bilhões mais ou menos vai chegar a R$ 5,3 bilhões no fim do ano. A gente vai aos poucos melhorando a eficiência do nosso balanço, mas vai seguir com espaço para crescer mais esse *leverage* através de crescimento seja em M&A, seja em *greenfield* ou em transmissão.

Finalmente na página 33, voltamos a um *payout* de 100%. Nós tínhamos uma redução por dois anos em 2014 e 2015 em função da crise econômica, em função da crise hídrica, nós seguramos um pouco de caixa, mas agora, mesmo com um cenário de grande CAPEX como tem capacidade de *leverage* na Companhia, nós voltamos a pagar 100% agora em 2016. Então mantemos o compromisso de ter como *payout* mínimo 55% do lucro ajustado e pagar sempre mais assim que possível, então é *walk the talk*. Quando tem mais CAPEX, a gente pode reduzir se não tiver como financiar esse CAPEX. Agora temos como financiar, então voltamos a pagar 100% e vamos ver como vai ser para frente, mas como eu disse, nós temos capacidade de *leverage* para melhorar o perfil do balanço da Companhia.

Em resumo, era isso. Eu gostaria de abrir agora para perguntas.

INÍCIO SESSÃO PERGUNTAS E RESPOSTAS

OPERADOR: Iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco 2.

Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1).

Para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco 1 (*1).

A nossa primeira pergunta vem do Sr. Caíque Vasconcelos, do Banco Safra. Por favor, senhor Caíque, pode prosseguir.

SR. CAÍQUE VASCONCELOS: Bom dia a todos, obrigado pelo call. Só para entender como é que foi a estratégia de vocês no leilão. Você falou que o primeiro lote teve uma participação. Eu queria entender qual era a premissa por trás disso. Era uma redução de CAPEX, uma antecipação... Mencionaram no call que chegaram até o viva-voz. Só para entender qual foi a estratégia ali. Obrigado.

SR. CARLOS FREITAS: Bom, nós olhamos alguns lotes e participamos em alguns lotes e claramente, para cada lote, nós e outros players temos premissas em relação a qual o CAPEX real da obra, qual o prazo de construção, qual o prazo da parte ambiental. Cada um faz a sua premissa. Nós estudamos alguns lotes e participamos desse lote que nós entramos. O maior era o primeiro, então nesse primeiro, o que eu disse é que nós fizemos a oferta no envelope fechado, como todo mundo, e no leilão, se tivesse uma diferença de 5% entre a melhor oferta e a seguinte, você tinha a chance de fazer lotes e lances em viva-voz. E nós fizemos.

Nós fizemos a oferta em envelope fechado, como outro player também fez e outros fizeram. No final, disputamos em viva-voz em lances que foram baixando de milhão em milhão, ou seja, você vai baixando sua RAP (Receita Anual Permitida) de milhão em milhão. Nós disputamos por algumas rodadas e fomos até o nosso limite, que nós consideramos razoável. Chegamos lá. Cada um é livre para fazer as suas escolhas e, dentro da nossa disciplina financeira, nós tomamos algumas premissas em relação à redução de CAPEX e em relação a cronograma de obra, mas alguém tomou premissa diferente.

Dentro da nossa lógica, do que a gente achava razoável, fomos até o nosso limite, mas cada um é livre para fazer a sua própria premissa. Então acho que nós mantivemos a nossa disciplina financeira de ir até o limite do que a gente acha razoável para criar valor. A partir daquele limite, a gente não vai. A gente não quer crescer por crescer, a gente quer crescer gerando valor, dentro do que achamos ser razoável em termos de premissa de CAPEX e premissa de prazo. Mas de novo, isso aí é premissa, cada um tem a sua.

SR. CAÍQUE VASCONCELOS: Joia, muito obrigado.

OPERADOR/A: Lembrando que para fazer uma pergunta basta digitar asterisco 1 (*1).

Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.

A nossa próxima pergunta vem do senhor Thiago Silva do Banco Santander. Senhor Thiago, o senhor pode prosseguir.

SR. THIAGO SILVA: Obrigado pelo call. Sobre Jirau, sei que você já mencionou que provavelmente vai ser feita a transferência ainda esse ano, mas eu só queria ver se você pode passar algum view sobre como vai ser essa transferência em balanço. Obrigado.

SR. CARLOS FREITAS: Obrigado pela pergunta. Por enquanto, eu não posso passar nenhum view. Esse ainda é um tema que vai ser analisado dentro do Comitê de Partes Relacionadas. Nós temos que fazer uma análise bastante inteligente sobre os prós e contras de cada alternativa. Têm alternativas que claramente vão aumentar o *leverage* da Companhia, tem alternativas que podem ser um mix de dívidas com ações ou pagamento diferido. Eu lembro que, no passado, isso já foi feito. Nós mesmos agora, ao vender um ativo pequeno agora em dezembro do ano passado, aceitamos o pagamento diferido. Uma parte em caixa agora, uma parte em caixa depois. Tudo isso vai ser avaliado. Esse processo não começou, isso tudo vai ser avaliado e nós dentro do Comitê – o comitê, de novo, vai ser liberado pelos conselheiros independentes – nós vamos avaliar os prós e contras de cada alternativa. Mas por enquanto, não tem nenhum *view* em relação a isso. O que posso dizer, e já falei, é que nós temos espaço para aumentar o *leverage* da Companhia e isso aí não é nenhuma novidade. Tem bastante espaço para melhorar a eficiência do balanço, mas como vai ser feito no caso de Jirau ainda está em aberto.

SR. THIAGO SILVA: Está ótimo, obrigado.

OPERADOR: Lembrando que para fazer perguntas basta digitar asterisco 1 (*1).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

OPERADOR: Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra ao **Sr. Carlos Freitas** para as considerações finais. Por favor, Sr. **Carlos** pode prosseguir.

SR. CARLOS FREITAS: Obrigado a todos pela presença. Se tiverem mais perguntas ou comentários, nós estamos à disposição para respondê-los via e-mail ou por telefone. Obrigado e bom dia a todos.

ENCERRAMENTO

OPERADOR: A audioconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um bom dia.