ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST

RESULTADO DO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2018

20 de Abril de 2018 – 11h00 (horário de Brasília)

Operador:

*Bom dia. Essa é a teleconferência da Engie Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do primeiro trimestre de 2018. 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 (*0). Cabe lembrar que essa teleconferência está sendo gravada.*

Essa apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.engieenergia.com.br na sessão investidores. 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, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis. E, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje estão os senhores Carlos Freitas, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores, que comentarão o desempenho da Engie Brasil Energia no primeiro trimestre de 2018. Logo após responderão as 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 senhor Carlos Freitas. Por favor, senhor Carlos, o senhor pode prosseguir.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:

Obrigado operador e bom dia a todos. Eu tenho o prazer de lhes divulgar os resultados do primeiro trimestre desse ano da ENGIE Brasil Energia. Eu espero que todos vocês tenham o material nosso em frente, nas telas. Então, para ir direto ao ponto, aqui na página número 5 para falarmos dos destaques financeiros desse trimestre. Foi um bom trimestre em geral, com um crescimento, na receita operacional líquida de 16%, ou seja, cerca de 260 milhões de reais de aumento de receita. Um pouco menos da metade disso devido a Jaguara e Miranda que contribuíram um trimestre inteiro para a gente. Lembrando que Jaguara e Miranda nós assumimos a operação apenas no fim do ano passado e o contrato só foi assinado no fim de novembro, então esse trimestre é o primeiro trimestre integral, com a contribuição positiva das usinas de Jaguara e

Miranda. Então, a receita regulada, ou seja, os 70% em cotas mais a receita de O&M somaram R$113 milhões. E a outra diferença, ou seja, os outros 140 milhões de reais mais ou menos de crescimento, a maior parte veio, foi o melhor, eu diria, desempenho no mercado de curto prazo, nós tivemos o PLD médio subindo da ordem de R$150 no ano passado para R$200 esse ano. E como todo mundo sabe, nesse trimestre teve muita energia secundária, ou seja, o mercado como um todo subalocou energia nesse trimestre, então na geração hidrelétrica a energia segurada nesse trimestre ela foi acima de 100%, foi 115% mais ou menos, então gerou energia secundária como um todo. E isso vai se reverter ao longo do ano, porque a gente espera que tenha um GSF ainda razoável esse ano, não tão forte como o ano passado, que foi mais de 20%, mas em torno de 13, 14% para esse ano. E tivemos também um aumento nas receitas em função do aumento do volume de vendas. O mercado está voltando, já voltou na verdade, vocês vão ver que nós fizemos vendas importantes no médio prazo, vendemos cerca de 300 MW médios mais ou menos daí entre 2020-2022. Então, tem liquidez de mercado e isso se traduziu num aumento de receita também já agora no curto prazo. O Ebitda da companhia crescendo 18% por essas razões que eu expliquei basicamente. E agora, o lucro crescendo apenas "8,6%" basicamente porque nós aumentamos as despesas financeiras da Companhia. Porque como os senhores e as senhoras sabem nós financiamos 100% da compra das outorgas de Jaguara e Miranda com dívida. Então, a dívida bruta da Companhia de um trimestre para outro, o ano passado, em março para março desse ano mais do que dobrou. Então, isso claramente se traduz em maior custo financeiro e uma menor receita financeira também, porque o volume de caixa que está na Companhia hoje é menos do que no passado devido a expansão que estamos fazendo em ativos como Jaguara, Miranda, Umburanas, transmissão e Campo Largo. Depois eu vou comentar mais sobre isso. Em relação a outro destaque aqui interessante, teve uma leve queda na geração de energia, tanto hídrica, como térmica. Isso se traduz também em um pouco menos de *royalties* para pagar. E um fato que não é tão material, mas eu acho que é icônico, é que esse trimestre nós já não temos em operação a Usina Hidrelétrica William Arjona, que era a gás e ela gerou energia pela última vez no primeiro trimestre do ano passado, então aí teve aí um pequeno *saving* de combustível e um *saving* também importante em custos fixos.

Passando para a próxima página, página 6, o destaque geral da Companhia. Então, o primeiro ponto eu já comentei, conseguimos vender no ACL cerca de 300 MW médios de energia no médio prazo, o que está em linha com a nossa estratégia de recontratação gradual de energia, momentos que a gente acelera mais, momentos em que a gente freia um pouco. Então, a gente tem visto muito interesse, liquidez no mercado, e nós como os senhores sabem, somos o principal *player* no mercado livre de energia do Brasil. Jaguara e Miranda contribuíram integralmente, como eu já falei também, são R$113 milhões, receita do mercado regulado. E além disso temos 30% do mercado livre, que uma parte a gente vendeu, outra parte a gente não vendeu, então

isso também contribuiu um pouco, por exemplo, para a melhoria dos nossos resultados também no mercado de curto prazo. Outro ponto importante foi a manutenção do *rating* da Companhia como AAA na escala brasileira. A Fitch rebaixou o *rating* soberano e por consequência o nosso *rating*, na escala global para BB, mas na escala local, que é a nossa fonte de refinanciamento, mercado local de dívida, nós continuamos com uma Companhia *prime* com um *rating* AAA.

E um outro detalhe aqui, foi assinado o contrato de concessão do lote de transmissão, agora em março, e a partir de março então, a partir de agora, começou a correr o prazo máximo de cinco anos para colocar a linha de pé, e que como já foi dito antes a gente tem a expectativa de antecipar essa linha em pelo menos 12 meses.

Na página seguinte, outro ponto importante foi em relação a possível venda de ativos de carvão, Complexo Jorge Lacerda e a Usina Pampa Sul, que está em construção. Nós estávamos negociando com a ContourGlobal, como foi anunciado também. Não chegamos a um acordo e então agora a gente está reavaliando os modos de seguir o processo. A gente vai ainda estar realmente avaliando alternativas para poder definir qual vai ser o próximo passo em relação a essa descarbonização da Companhia.

Ontem na reunião do Conselho a gente apresentou e o Conselho aprovou a compra dos 50% de ações que nós não tínhamos ainda numa empresa que hoje ainda é pequena, mas a tendência é crescer, que é de geração solar distribuída, como maneira também de entrar nesse segmento. E um outro destaque do trimestre é a aprovação na AGO há cerca de duas semanas do pagamento de dividendos complementares somando R$637 milhões que serão pagos no fim desse semestre. Com isso nós fechamos o *payout* de 100% com um montante de cerca de R$2 bilhões pagos uma parte ano passado outra parte esse ano, mantendo o nosso *pit* de que a gente vai tentar seguir pagando um dividendo atrativo para o mercado. Tem momentos que a gente talvez possa recuar um pouquinho, mas sempre dentro do espírito de pagar o máximo possível e com o mínimo de 55% de *payout* que é nosso *commitment* ao mercado.

Bem, avançando aqui um pouco no material, eu proponho aqui que a gente já salte direto para a página 12. Aqui teve um pequeno crescimento, entre 18 e 19, da participação das comercializadoras. Basicamente, porque uma coisa que a gente faz bastante é comprar energia e vender energia para *traders* para complementar o nosso portfólio, tanto de energia convencional como energia renovável, energia incentivada. Então, a gente muitas vezes faz corte de energia na qual a gente vende energia convencional e paga um prêmio, e compra energia incentivada e depois a gente vai e distribui essa energia no mercado livre aproveitando a nossa vantagem competitiva de ser um *player* que atua muito forte nesse mercado. Então, esse mecanismo representa hoje 12% de vendas para o mercado de *trading*, mas mais ou menos a gente manteve a proporção de 50% das receitas vindas de clientes livres, de vendas diretas, cliente industrial e comercial, e cerca de 40% entre PPAs e regulados.

Seguindo um pouco mais adiante, para ir direto ao slide que eu acho que vale mais a pena comentar, na página 17, estratégia de vendas. Aqui, se comparar um trimestre com outro, aqui tem essa mudança importante que foi o volume vendido em 2020, 21 e 22. Se a gente comparar contra o último trimestre, tivemos aqui em 2020, 370 MW médios vendidos, 300 MW médios em 2021, e 270 MW médios em 2022, então mais ou menos 300 e poucos MW médios nesses três anos. Então, isso aqui demonstra a liquidez do mercado, o montante que está aqui descontratado em 2018 ele é parecido com o que estava no trimestre anterior, era 12%, agora é 11,4% e nós achamos que é um montante razoável para fazer frente aos riscos de GSF que ainda temos pela frente. Para o ano que vem temos 12,3%, e dependendo de como vai a evolução do risco hidrológico, etc., esse número pode se reduzir um pouquinho ao longo desse ano. Mas por enquanto está em 12% e a tendência é que a gente siga vendendo energia em médio prazo para poder mitigar riscos de requalização com clientes específicos e com isso perpetuar e ter previsibilidade no *cash flow* da Companhia.

Na página 23 acho importante dar destaque também para o Sistema de Transmissão Gralha Azul, que é um nome que nós escolhemos para esse primeiro lote nosso de transmissão, que tem um CAPEX de 2 bilhões de reais, 1,7 é o que o CAPEX na prática vai ser feito, porque nós estamos reduzindo 15% do Capex da Aneel. E nós estamos confiantes que conseguimos, como eu falei, colocar esse parque, essa linha, e as cinco subestações de pé com 12 meses de antecedência, tentando ser até um pouco antes.

Em relação a Pampa Sul, página 24, a obra está andando bem, um progresso acumulado de 82%, previsão de entrar em operação no primeiro tri do ano que vem. Então, é uma obra, de novo, complexa, mas que a gente está gerenciando bem. E como eu falei, dentro do processo de descarbonização a gente vai seguir buscando alternativas para esse ativo, que pode ser vender agora, pode ser vender depois, pode ser não vender, nós temos estamos ainda com um leque aberto de opções na mesa.

Em Campo Largo Fase I, página 25, também está andando muito bem. Nota-se que já iniciamos o comissionamento de três dos 11 parques, nós lembramos que são 11 parques cada um com mais ou menos 30 mega. Então, estamos colocando 90 mega em operação aí até o fim de junho, mais ou menos. E a previsão é entrar o último parque no fim do ano ou começo de dezembro. Ou seja, ao longo desses seis meses, entre junho e dezembro, vamos colocar de pé 330 MW de Campo Largo e, antecipando um pouco o cronograma e por enquanto até um pouquinho abaixo do orçamento. Vamos torcer para tudo continuar assim, mas as condições são bem positivas. É parte da nossa vantagem competitiva executar e construir, desenvolver essa capacidade e construir um parque eólico. Então, a gente já fez no passado, e estamos fazendo em Campo Largo na Bahia.

E na página seguinte, página 26, estamos repetindo isso em Umburanas. Umburanas são 360 mega, também como em Campo Largo foi vendido uma parte no mercado livre e uma parte no mercado regulado. São 144 torres, as obras civis de fundação, etc., já iniciaram, então a previsão é o primeiro parque entrar em operação no

comecinho do próximo ano e o último em junho. Então, ao longo do primeiro semestre do ano que vem nós vamos colocar mais 360 megawatts eólicos.

E temos mais um *pipeline* pela frente, página 27, com centrais solares e eólicas e térmicas, que a gente como os senhores sabem, vamos engatilhar à medida que nós achamos que vale a pena investir porque o mercado está em condições atrativas. A gente, por exemplo, no leilão agora que teve acerca de alguns dias atrás, na verdade, a gente não participou, a gente percebeu que seria um leilão que não valeria a pena participar dada as condições, dada a assimetria no processo de demanda, etc. Então, nesse momento a gente não participa, temos um *pipeline*, engatilharemos à medida que nós acharmos que vale a pena.

Bem, o desempenho financeiro, página 29, os números do trimestre eu já comentei, mas é importante a gente ver a tendência, ano após ano após ano a gente está crescendo, a gente cresceu bastante no ano passado com, basicamente, o mesmo portfólio de ativos e esse ano a tendência é positiva também porque a gente, como eu falei, vai ter a contribuição integral de Jaguara e Miranda. E no segundo semestre também de Campo Largo.

Página 30, aqui a leitura, o *breakdown* da receita líquida, então o crescimento, como eu falei, R$260 milhões mais ou menos, R$113 vindo de Jaguara e Miranda, na parte regulada de Jaguara e Miranda. Curto prazo, uma parte daqui é Jaguara e Miranda e uma parte é secundária. Há um preço, há um spot mais alto, e o aumento no volume de vendas, trazendo aqui R$40 milhões também.

Em relação ao Ebitda, na página 31, ou seja, além dos R$113, R$85 mais R$28 de Jaguara e Miranda, temos um efeito de Ebitda no mercado de curto prazo de R$78 milhões, ou seja, positivo não só pela energia secundária, mas pela gestão ativa de portfólio que nós fazemos. E no lado, eu diria, menos material, mas uma venda assim interessante, um aumento de R$6 milhões pelo fechamento de Arjona, e depois um aumento também nas compras de energia para revenda de R$51 milhões, tinham pontos que compensam o desempenho de curto prazo de R$78 milhões. Aqui como eu falei, nós estamos aumentando o volume de *trading*, geralmente para complementar o nosso portfólio.

E em relação ao lucro líquido, página 32, além da variação de Ebitda, eu acho que aqui tem dois destaques. O mais importante é a redução do resultado financeiro em comparação com o trimestre do ano passado em R$85 milhões. Ou seja, apesar da queda da taxa de juros nós, como eu falei, já aumentamos bastante o endividamento da Companhia. E um outro destaque um pouco menor aqui é também o maior gasto de depreciação e amortização e uma parte disso importante vem também de Jaguara e Miranda. Em termos de retorno, um retorno consistente, sempre em cima de 20%, sobre o retorno do capital investido como patrimônio, acho que também é um diferencial da empresa, nós estamos crescendo, mas mantendo uma boa lucratividade e um bom *payout*.

E para fechar, falar um pouco mais sobre dívida e sobre investimento, sobre Capex, página 34. Aqui está a ilustração do que eu falei, acerca de um ano atrás essa dívida era um pouco mais do que 3 bilhões de reais, dívida bruta, agora 6,7 bilhões de reais, e o caixa também se reduzindo. Então, agora a dívida bruta e dívida líquida são parecidas, mas ainda assim estamos com 1,6 vezes Ebitda em dívida líquida sobre Ebitda, o que ainda é um *ratio* bastante confortável. Como eu já falei antes a gente pretende até aumentar, e vai aumentar esse indicador ao longo desse ano porque uma parte do nosso Capex vai ser financiado com dívida.

Na página seguinte está o *bridge* aqui da evolução da dívida líquida. Ou seja, basicamente aumentou a dívida líquida entre dezembro e março desse ano, nesse primeiro trimestre aumentou em R$1,3 bilhões, que foi o montante para os dividendos. *As simple as that*. A gente pagou dividendos em março, mais ou menos R$1 bilhão, um pouco menos, e R$300 milhões e pouco em juros de capital próprio em janeiro. Então, somando R$1,357 milhão, então o fluxo de caixa operacional, R$931 milhões, foi usado em investimentos, em Capex, para pagar imposto de renda, etc. Mas basicamente a variação da dívida líquida se deu nesse trimestre pela redução de caixa em função do dividendo.

O perfil da dívida, na página 36, ainda temos na foto de fim de março um volume expressivo de dívida vencendo no curto prazo esse ano, R$3 bilhões, dos quais uma parte vinculada a compra de Jaguara e Miranda, e outra parte vinculada a operações normais da Companhia.

Já estamos trabalhando, já estamos arrumando isso, e a foto no fim de junho vai ser uma foto, eu diria, uma barrinha menor, aqui em relação a dívida de curto prazo. E outro ponto importante também é o custo da dívida caindo, ele era entre 10% no primeiro tri do ano passado, agora 7,9%. E aumentou bastante o percentual em dívida em CDI, dívida barata, um percentual baixo, sobre um CDI baixo. Então, isso ajudou também a reduzir o custo médio de dívida.

E finalmente na página 37 o plano de investimentos da Companhia que ano passado foram R$5,5 bilhões, uma boa parte R$3,5 bilhões em Jaguara e Miranda, esse ano são R$3,6 bilhões, dos quais R$2,7 bilhões vão ser financiados com dívida. Nesses R$3,6 bilhões nós temos Pampa, temos Umburanas, e temos Campo Largo e mais outros Capex menores do dia a dia. É basicamente Pampa, Umburanas e Campo Largo. Ainda não tem muita coisa aqui da linha de transmissão. A linha de transmissão na prática, o nosso Capex começa de verdade apenas em 2020.

Para fechar então, página 38, essa aqui é o mesmo slide do trimestre passado, um *yield* de 8,6% no ano passado, ficou com um recorde de dividendos, R$3 por ação e estamos tentando manter o nosso compromisso de ser uma Companhia equilibrada, que cresce de maneira responsável, e que paga dividendos quando a gente vê que não tem uso melhor para o recurso dentro de casa, que tem sido a tendência nos últimos anos, a gente tem dívida para tomar mais. Então, o crescimento a gente tem financiado com dívidas, temos espaço ainda para seguir nesse tom.

Em resumo era isso. Com isso eu gostaria de abrir para perguntas e comentários.

Operador:
*Obrigado. Senhoras e senhores, 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 (*2). Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.*

A nossa primeira pergunta vem do senhor Thiago Silva, do Banco Santander. Por favor, senhor Thiago, o senhor pode prosseguir.

Thiago Silva - Santander:
Bom dia a todos, obrigado pelo call. Na verdade eu tenho duas perguntas. A primeira é sobre preço de energia. Eu sei que vocês, enfim, não dão nenhum *guidance* da estratégia de vocês, mas assim, é só para ver o que vocês veem no mercado, preço de energia assim de longo prazo. Vocês até comentaram inclusive no leilão, no último leilão, A-4 sobre a venda de energia, que foi um nível bem baixo para renováveis. Enfim, vocês acham que tem alguma pressão para baixo aí para contratos de longo prazo? E a minha segunda pergunta é sobre M&A, se vocês, enfim, querem crescer mais em linhas de transmissão, ou o que vocês preferem de *greenfield* ou *brownfield*, o que vocês estão vislumbrando aí para esses próximos anos, a estratégia de crescimento. Obrigado.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Maravilha. Bem, então começamos pelo segundo ponto. A gente sim tem a intenção de crescer em transmissão e também em geração renovável, claro. E podemos fazer isso através de M&A ou não. Geralmente a gente é mais competitivo quando faz o *greenfield*. E por quê? Porque você tem que gerenciar alguns riscos no projeto *greenfield*, riscos ambientais, riscos de construção, riscos de financiamento, riscos de EPC, etc., que é o nosso metiê, o nosso *core business*, eu diria. Então, a gente consegue gerenciar bem esse risco e consegue com isso capturar mais retorno. Se a gente comprar uma linha ou um parque já com tudo redondo, tudo já contratado, construído, financiado, o retorno é baixo e aí é provável que a gente não seja competitivo. Então, é questão de alocar recursos onde a gente acha que vai ter mais chance de ter sucesso. *Brownfield* pode ser sim, mas *brownfield* é um caso como Umburanas, por exemplo. Umburanas não era um *greenfield*, era meio que um *brownfield*, não tinha começado a construção, mas já tinha contratos, já tinha terrenos, já tinha pré-contrato de EPC, tinha um monte de coisa. A gente assumiu esse projeto e foi um *deal* muito interessante para a gente. Então, pode ter sim operação de *brownfield* no futuro, que eu acho que isso é mais provável do que comprar algo já pronto. Em relação a primeira pergunta, preço e energia de longo prazo. A gente continua com a visão de preço de longo prazo aí em torno de R$150, R$170, as vezes

R$165, R$160, mas é esse range que a gente trabalha para o longo prazo. No curto prazo agora está até acima disso, porque o que a gente espera de preço *spot* para esse ano, nós estamos falando aqui de mais de R$200. Então, mas a longo prazo é ainda o mesmo *range* que a gente comentou no trimestre passado. E o leilão de renováveis, energia solar e eólica a preços mais baixos que já tiveram aqui no Brasil, na verdade a gente não vê impacto nenhum imediato nos preços de longo prazo. Tem perguntas de muita gente, e a pergunta é válida, se isso vai virar uma tendência e vai ter uma pressão nos preços futuros de energia. Nós achamos que o preço de energia no futuro ele é uma mistura de um monte de coisa. Por um lado você tem energia eólica e solar que pode ser vendida no conceito de disponibilidade e na qual os riscos então são muito baixos e é, no *range*, no leque de opções de oferta eles estariam lá como um dos mais baixos. Por outro lado, o Brasil como um todo não vai ficar dependendo de energia eólica e solar, você vai ter que ter uma base grande hidrelétrica que ainda vai ser durante várias décadas a principal fonte de energia no Brasil, e térmica. Então, nesse mix de fontes eu não vejo um impacto tão direto desses preços mais baixos. Mas é uma tendência que nesses leilões, se isso se mantiver como está teremos preço baixo durante um tempinho até que as coisas se ajustem. Nós já vimos no passado lá, 2011, 2012, leilões de eólicas que estavam com preços mais baixos, cerca de R$100 na época, R$100 e poucos, e depois alguns parques não foram entregues, etc., tiveram problemas, etc., aí o ciclo se repete. Então, nós somos um *player* de longo prazo, nós estamos aqui para um longo prazo, a gente tem uma visão de longo prazo. A gente não quer crescer por crescer, a gente quer crescer com bons retornos. Então, essa que é a visão da Companhia.

Thiago Silva - Santander:
Está ótimo. Obrigado.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Obrigado.

Operador:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Vinícius Tsubone, do HSBC. Por favor, senhor Vinícius, pode prosseguir.

Vinícius Tsubone – HSBC:
Olá, bom dia e obrigado pela oportunidade. A minha dúvida é sobre Estreito. Eu gostaria de saber se vocês já possuem alguma estimativa de custos para o reparo das unidades geradoras da usina, e se há algum tipo de seguro para cobrir tais valores. Obrigado.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Bom dia. Bom ponto. Estreito no fim de março, dia 20 e pouco de março, mais ou menos um mês, naquele apagão que teve que afetou todo o Brasil, essa foi uma das usinas que foi mais afetada. Porque o sistema nosso ficou isolado e ela durante alguns segundos, durante um minuto ela gerou e não tinha escoamento de energia e isso gerou alguns problemas na usina. As oito máquinas de Estreito ficaram paradas, umas pouco afetadas, outras mais afetadas e nós estamos colocando de pé, voltando a operar com as oito máquinas ao longo desse mês e mês que vem. Nós já colocamos uma máquina em operação, até o fim do mês tem mais duas. Então, vão ser três máquinas que vão estar operando. Não, já tem duas em operação, e depois mais três, depois mais três. Até o fim de maio estamos com as oito máquinas de volta. Em relação a seguros, sim, tem seguro para isso. Como isso foi causado por terceiros também, nós estamos em conversas com o governo para, por exemplo, efeitos em relação a FID ou disponibilidade sejam expurgados. Então, na realidade a gente não espera nenhum grande efeito em relação a isso. E os efeitos materiais, o custo material, físico, desse problema não foi assim tão alto, e tem seguro para isso.

Vinícius Tsubone – HSBC:
Ok, perfeito. Obrigado.

Operador:
A nossa próxima pergunta vem do senhor Pedro Manfredini, do Itaú BBA. Por favor, senhor Pedro, pode prosseguir.

Pedro Manfredini – Itaú BBA:
Bom dia, pessoal, bom dia Carlos, Rafael, obrigado pelo call. Eu tenho três perguntinhas aqui. A primeira é na questão, as duas primeiras perguntas são sobre Lacerda, sobre Jorge Lacerda. A primeira é: como que o processo de venda de Jorge Lacerda influenciou na alocação de energia, na decisão de alocação de energia para 2018? Teve algum tipo de influência, a gente pode imaginar uma alocação um pouco diferente em termos de estratégia do que foi nos outros anos? Por você, possivelmente, se o processo tivesse sido concluído, não contar mais com esse *buffer* ao longo do ano. A segunda pergunta, você falou de alternativa para Jorge Lacerda. Eu peguei até o call no meio, se você puder falar um pouquinho de quais são as alternativas, e se é uma alternativa voltar a falar com a ContourGlobal, ou enfim, com algum outro *player* que se interesse pelo ativo. Se você puder comentar um pouco sobre isso. E a minha terceira pergunta, sendo bem específico, a gente viu aí que a CESP, o edital da CESP pode ser pulicado em algum momento em maio ou o pouquinho mais para frente, enfim, o processo pode acontecer esse ano. Está no radar de vocês também agora que a extensão é mais longa, enfim, e você vai ter muito mais... eu entendo que vocês acabam entrando também em M&A quando você tem alguma

coisa para adicionar, principalmente na parte de *trading* de energia. A gente sabe que a CESP tem uma capacidade com esse novo contrato, um contrato estendido, fica aí um player desalocado, descontratado nos anos para frente. Então, se isso também faz parte da estratégia de vocês, ou de repente continua sendo a estratégia focar em eólica, depois Jaguara e Miranda, enfim, se você puder falar um pouquinho onde que CESP se aloca aí na sua estratégia de crescimento. Obrigado.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Obrigado Pedro pelas boas perguntas. Então, começando pelo começo. Lacerda e alocação de energia é esse ano. O Complexo Jorge Lacerda até vender ele é nosso, então a gente, na nossa alocação de energia para esse ano a gente considerou que teremos o Complexo integralmente. Por duas razões, primeiro porque na prática um processo como esse leva tempo e tem que ter aprovação de Aneel e temos um processo negocial aí que na prática nem que se tivesse chegado a um acordo com ContourGlobal, eu não sei se eles fechariam a transferência para eles esse ano. Então, tentamos muito isso. E o mais importante é que a gente colocou um processo na rua de potencial venda, mas a gente vai vender se fizer sentido. E até agora o que a gente estava negociando com eles não fazia sentido. Então, Lacerda está sim no nosso portfólio esse ano, está no portfólio o ano que vem, está todos os anos no portfólio sabendo que se a gente vender para esse ou para um outro *player*, a gente pode, e esse é o caso mais provável, fazer um PPA de transição, na qual a gente durante dois, três, quatro anos você ainda tem essa energia bem aplicada, de repente uma escadinha para ir baixando no tempo, um pouco como lá atrás eram os contratos iniciais, há cerca de vinte anos atrás. O que seria bom para a gente readaptar o portfólio, e seria bom para o comprador para já sair com alguma coisa contratada. Então, em termos de alocação a resposta é essa. Alternativas, você chegou no meio do call, mas eu falei que a gente está agora na mesa ponderando o próximo passo. Nós temos alternativas para poder seguir com o processo, pode ser que a gente páre, que a gente siga, eu não posso comentar ainda com quem seria, como seria, porque tem acordo que a gente não pode comentar. Mas nós não estamos parados e estamos sim avaliando alternativas, não só para Lacerda, mas para Pampa também. E em relação a CESP a posição é a mesma do começo do ano. CESP agora que Porto Primavera terá uma extensão de mais vinte anos será mais interessante. Então, a gente está esperando sair o edital, é uma coisa que está no nosso radar sim, mas como já foi dito até pelo Sattamini, vai depender muito das condições que o governo de São Paulo colocar no edital em relação a parte de passivos, há vários existentes ou potenciais que tem lá na CESP, como todo mundo sabe. Então, está sim no nosso radar, mas vai depender de quão complicado ou não virá o edital.

Pedro Manfredini – Itaú BBA:
Legal. Deixa só eu completar ainda em CESP, quando foi feito o processo no ano passado, quando foi aberto o Data Room e tudo mais, se você puder falar, vocês chegaram a avaliar naquela época? Eu imagino que de lá para cá vocês continuam, como continua no radar de vocês já deve ter dado tempo ou não, não sei, para avaliar todas as possíveis pendências de previsão. Eu entendo a que esse é um dos pontos mais críticos no processo da CESP, já deu tempo de se aprofundar no *case* ou você acha que quando, tem que esperar mesmo o edital para poder se aprofundar? E se for isso mesmo, você acha que dá tempo de fazer uma análise mais aprofundada, dado que você vai ter o leilão 30 dias depois da publicação do edital?

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Pedro, o que eu posso comentar é que está no radar. Ainda está no radar, a gente está olhando o negócio, mas eu não posso comentar detalhes.

Pedro Manfredini – Itaú BBA:
Fechado. Combinado. Obrigado, viu.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Obrigado.

Operador:
*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 senhor Carlos Freitas para as considerações finais. Por favor, senhor, Carlos, pode prosseguir.

Carlos Freitas - Diretor Financeiro:
Bem, eu queria agradecer a todos pelo tempo e pela confiança na empresa também ao longo desses últimos anos. E se tiverem mais dúvidas ou mais comentários, por favor, estamos à disposição. Obrigado e bom dia.

Operador:
A audioconferência da Engie Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham um bom dia.