ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST

RESULTADO DO SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

28 DE JULHO DE 2017 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

OPERADORA: Bom dia. Esta é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do segundo 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 (*0).

Cabe lembrar que esta teleconferência está sendo gravada.

Esta apresentação, acompanhada de slides, será transmitida simultaneamente pela internet através do site www.engieenergia.com.br na sessão “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 energético, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Conosco hoje, estão os senhores Eduardo Sattamini, Diretor Presidente da ENGIE Brasil Energia, 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 segundo trimestre de 2017.

Logo após, responderão as questões que eventualmente sejam formuladas.

Lembrando que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-las por e-mail, enviando-as à assessoria de imprensa da companhia.

Agora passo a palavra aos senhores Eduardo Sattamini e Carlos Freitas. Por favor, podem prosseguir.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom dia a todos. É com prazer que eu estou mais uma vez aqui com vocês para reportar um bom trimestre. Nós vamos passar ao slide número 4, onde a gente tem os principais destaques financeiros dando uma mensagem geral que o resultando tanto do trimestre e do semestre foram caracterizados pela melhora da performance em todos os aspectos.

Tivemos um aumento das vendas, aproximadamente 180 MW esse trimestre em relação ao mesmo trimestre do ano passado e que, apesar da queda do preço, representou um aumento das vendas líquidas substancial.

A gestão de portfólio nos propiciou nos protegermos dos efeitos do GSF. No segundo trimestre, nós tivemos um déficit energético da ordem de 16% contra 10% do segundo trimestre do ano passado e um PLD muito mais alto nesse trimestre de 2017 em relação ao ano anterior.

O que veio a agravar um pouco mais a situação foi especificamente a hidrologia no Sul, que fez com que as nossas plantas hidrelétricas gerassem bem menos que no ano de 2016.

Foi um ambiente desafiador e que a nossa gestão de portfólio teve capacidade de mitigar alguns desses riscos e não gerar efeitos significativos no mercado de curto prazo.

Outro componente que também ajudou positivamente o nosso Ebitda foi a nossa gestão de custos. Nós tivemos uma redução de quadro significativa, tivemos uma redução de custo de combustíveis e isso tem dois aspectos: um aspecto efetivamente menor de geração termelétrica em função da não necessidade de um despacho pelo governo. O segundo aspecto foi uma gestão mais efetiva dos efeitos da Resolução 500, aquela resolução que define percentuais de penalização na eficiência das plantas termelétricas. Ou seja, a gente teve um percentual de penalização menor nesse segundo trimestre do que no segundo trimestre do ano passado.

E, além disso, nós tivemos também, na parte de materiais, serviços e outros, basicamente uma estagnação em termos nominais, o que representa uma queda real no custo.

Então esses foram os aspectos que influenciaram o Ebitda positivamente e, quando a gente passa para o lucro líquido, a gente tem aí uma componente bastante importante, que foi a queda da inflação e das taxas de juros, que fizeram com que o nosso resultado fosse bastante superior ao segundo trimestre do ano de 2016.

De uma forma geral, foram esses aspectos que influenciaram o resultado do trimestre, que nós consideramos ser bastante satisfatório, dadas as condições econômicas que vive o país.

Passando rapidamente pelos números, a receita líquida de venda subiu 7,1% em relação ao segundo trimestre de 2016, o Ebitda subindo 13,8% com um aumento de 3% na margem Ebitda e o lucro líquido subiu 49,4% com esse efeito significativo da redução das despesas financeiras.

A dívida líquida teve um pequeno acréscimo. R$ 300 milhões em termos de geração de Ebitda é pequeno, mas ela subiu 25,6% basicamente em função dos nossos investimentos. Nós tivemos liberação de recursos vindos do BNDES no início do ano, voltando o fluxo de recursos.

Vamos falar também, obviamente, a questão do caixa. Nós pagamos dividendos, pagamos impostos e isso vai fazer com que o nosso caixa também tenha sido requisitado.

A produção, como nós falamos, tivemos a queda significativa da produção em função da hidrologia. No segundo trimestre de 2016, nós tínhamos quase 5 mil MWm de geração contra 3.6 GW nesse trimestre.

Em energia vendida, nós tivemos um acréscimo, como já mencionamos, e o preço de venda caiu um pouco, muito em função dos altos preços que se praticava em 2016, resultado dos dois anos anteriores onde os preços de curto prazo foram muito altos – preço spot e PLD muito alto – influenciando muito o preço de vendas de 2016. Então teve uma pequena redução de 1,1% no preço médio de vendas da Companhia.

O número de empregados total caiu de 1.183 para 1.125, fator importante que tem uma queda significativa no número de empregados efetivos e permanentes do quadro, de 1.148 para 1.081, contra um pequeno aumento de empregados em construção, obviamente à medida que os nossos projetos, principalmente Pampa hoje, que está em um ritmo bastante acelerado, um número muito grande de subcontratados no site. A gente precisa ter uma supervisão, uma melhoria na engenharia de segurança e no número de empregados cuidando desses aspectos no site. Ou seja, uma gestão bastante próxima da nossa equipe, fazendo com que o nosso resultado seja bastante satisfatório.

Passando aos destaques no slide 5, nós tivemos o comunicado da nossa controladora e comunicamos ao mercado que o Banco Itaú foi contratado para a elaboração da proposta de transferência de Jirau na participação deles na Energia Sustentável do Brasil (ESBR) e da Geramamoré, que é uma trading que foi criada para comprar a energia da Energia Sustentável do Brasil (ESBR) em nome da ENGIE Participações, da controladora. Então esses dois ativos deverão ser objetos de transferência, como os senhores sabem, e o Banco Itaú foi contratado para definir junto com a controladora a estrutura que mais cria valor para o conjunto dos acionistas, seja os acionistas da ENGIE Brasil Energia ou os acionistas da ENGIE Internacional.

O Ministério de Minas e Energia (MME) também divulgou a Nota Técnica 5/2017, que propõem os aprimoramentos do marco legal do setor elétrico. A nossa visão é uma visão positiva. Vários assuntos que estavam impedindo o desenvolvimento do setor elétrico foram endereçados e agora a gente participa nas contribuições da audiência pública para que a gente tenha um marco regulatório cada vez mais pro-mercado e eficiente, gerando a alocação adequada de risco.

Nós tivemos aprovado na última Reunião do Conselho de Administração (RCA) pagamento dos dividendos intercalares de R$ 938,9 milhões, mais uma vez um pagamento de 100% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2017 e o pagamento de dividendos maior em termos de dividendos semestrais que a gente já fez em toda a nossa história. Então é um marco bastante importante para aqueles *dividend players,* uma informação bastante relevante.

Outro destaque importante, nós tivemos na Usina de Salto Santiago um ganho adicional de 7,9 MWm em função da modernização das máquinas e da performance dessas máquinas apresentadas à Aneel e um incremento de 32,1 MWm total na garantia física da Usina.

Na página 6, continuando nos destaques, nós estamos num processo de automatização da empresa, modernização, digitalização, como vocês sabem. Nós tivemos um convênio junto com o Link Lab, patrocinando o Link Lab, que é um ambiente inovador aqui em Florianópolis, que está se tornando um grande *hub* de *startups* e de tecnologia, para que a gente comece a ter a inovação aberta e possa trazer melhorias operacionais, novos modelos de negócio, visão externa no sentido de a gente se adaptar ao mundo com mudanças mais rápidas e mais modernas.

Também em linha com a digitalização, nós estamos trazendo mais usinas para serem operadas no nosso Centro de Operação da Geração, que fica aqui na sede da Companhia, e já começamos esse ano com a operação de algumas máquinas ainda de forma redundante, com a operação local, da Usina de Cana Brava.

A intenção é que a gente, neste ano, termine Cana Brava, também conecte e comece a operar, centralizadamente São Salvador, e Estreito seria a próxima. E até o início do ano que vem, a gente estaria também operando todas as nossas usinas eólicas, ficando apenas as usinas de grande porte daqui do Sul para serem conectadas de forma centralizada. São usinas que têm um porte maior, todas acima de mil MW, então a gente tem alguma preocupação em fazer.

A Aneel autorizou a transferência do controle societário das usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca e o processo de transferência desse ativo para o comprador, foi a Petrolina, deve ocorrer tão logo o BNDES dê a sua autorização que falta. Esperamos que nos próximos dois meses a gente tenha a conclusão daquela operação que foi anunciada no final do ano passado.

Outra informação relevante, a Companhia recebeu o prêmio Top of Mind da categoria Empresa, Instituição ou Fundação Catarinense Destaque em Sustentabilidade e Responsabilidade Ambiental, reforçando a nossa cruzada do bem, de fazer o bem para as pessoas e mostrar a responsabilidade ambiental e social que uma empresa que quer ser sustentável no longo prazo tem que apresentar.

No próximo slide, slide 7, no controle acionário, nós não temos nenhuma grande alteração a não ser o destaque para essas três unidades que serão transferidas tão logo a gente tenha a aprovação do BNDES e possa fazer o *closing* da venda dos ativos.

No próximo slide (8), Portfólio Balanceado de Ativos, a gente também não tem nenhuma mudança relevante. Vamos passar rapidamente por ele, é só para informação daqueles que querem saber qual é a nossa presença dentro do território nacional e a nossa evolução de capacidade instalada.

No slide seguinte (9), a gente demonstra a nossa importância dentro do cenário brasileiro de geradores, o Grupo sendo o maior gerador privado do país e esperamos manter essa posição. Obviamente, não crescemos e mantemos posições simplesmente para manter *market share*. Nossa ideia é sempre fazê-lo de forma lucrativa e sustentável.

No slide seguinte, número 10, nós temos a posição de portfólio entre mercado livre e regulado e comercializadoras. No ano de 2017, nós temos um aumento da participação das comercializadoras principalmente por causa do *swap* de fonte – fonte convencional e fonte incentivada – de forma que a gente atenda a necessidade dos pequenos consumidores de entrarem no mercado livre e temos mantido um equilíbrio entre mercado livre e regulado que a gente entende ser saudável para a nossa Companhia.

Mercado livre esse ano é relevante. A gente vê no slide 11, a gente fala da diversificação no nosso portfólio. A gente não tem nenhuma grande concentração a não ser a indústria do cimento, mas é uma indústria que, hoje no Brasil, ela tem a participação de empresas de nível mundial.

Então a gente se sente bastante confortável com risco de cimento e os contratos são muito bem feitos e com as garantias adequadas. Tivemos aí uma redução pequena no volume de vendas se a gente comparar trimestre a trimestre – o primeiro trimestre de 2017 com o segundo trimestre de 2017 – mas isso é muito em função da redução de consumo de algumas indústrias.

A gente ainda vive uma crise econômica, uma queda acentuada na indústria, principalmente, e isso reflete no consumo. De certa maneira, em uma situação de hidrologia ruim, isso vem a nos ajudar porque não nos coloca disponível energia desses contatos.

Passar para o próximo slide, slide 13, onde a gente fala do mercado de energia. A gente tem ali o efeito no gráfico inferior esquerdo a partir de 2020, já uma queda. Essa queda basicamente é porque não entra potência e a demanda está crescendo, a perspectiva de crescimento da demanda para aquele ano. E nós tivemos também de uma forma geral, uma redução da garantia física de, aproximadamente, 1.300 MWm a partir de 2018 em diante, em função da revisão de garantia física feita pelo Ministério e pela Aneel.

No slide 15, nós temos a nossa posição de portfólio para os próximos anos de forma consolidada. A gente tem um pequeno aumento da nossa capacidade de 2017. Foram compras para que a gente tivesse o nosso portfólio preparado para suportar um GSF mais contundente ou mais baixo e isso está fazendo com que a gente tenha um resultado muito bom até agora.

Em 2018, a gente tem um pouco menos de energia disponível, mas vamos entrar no nosso portfólio mais próximo do final do ano, a gente vai ter uma visão de qual a hidrologia esperada para o ano seguinte, a gente vai ter uma ideia de como é que a economia vai crescer e vamos nos preparar adequadamente para enfrentar uma situação parecida ou não no ano seguinte.

A partir de 2019, nós temos alguma energia a ser vendida, mas temos feito um esforço de venda e esse trimestre a gente já começou a ver um movimento de venda para o ano de 2020/2021 significativo, uma venda da ordem de 140 MWm, diminuindo a nossa disponibilidade de energia descontratada para os anos seguintes.

Vocês sabem no gráfico do lado direito, a gente está sempre vendendo energia todo ano como uma forma de mitigar o risco específico de algum ano que esteja muito baixo. A gente tem aí uma parte do nosso portfólio sendo descontratada e a gente tem que recontratar para manter esse equilíbrio no mercado livre.

O slide 16 é basicamente um slide de informações para quem tem a necessidade e interesse de modelar a empresa, então não tem nenhuma grande informação aqui que faça sentido a gente se ater.

Com relação à expansão de Jirau, a gente está em plena operação, com excelente performance. Aqui são informações básicas do projeto e para nós a gente aguarda o posicionamento do controlador de trazer a estrutura que ele pretende nos oferecer para a transação e aí vamos formar o Comitê de Partes Relacionadas e começar a discussão de como essa operação, essa transação pode se concluir.

Imaginamos que podemos ter essa oferta sendo apresentada ao Conselho em outubro e isso, como a gente sempre falou para vocês, vai demorar uns seis meses para que a gente possa ter alguma conclusão. Então, provavelmente, o *closing* vai acontecer até o final do primeiro semestre de 2018, se tudo correr dentro do que a gente espera.

Temos aí o Projeto Termelétrico Pampa Sul. Como todo projeto difícil, um projeto industrial de alta complexidade, várias dificuldades, mas o projeto está evoluindo.

Vocês veem pela foto a caldeira já em montagem, o *boiler*, que a tradução seria a caldeira, e ela vai indo dentro do esperado.

Temos o Projeto Eólico Campo Largo. Também iniciou a construção e está dentro do cronograma sem nenhuma novidade.

O Projeto Solar Assú V, nós temos também a construção dentro da normalidade e a previsão dele é para entrar em 2017 para gozar de alguns benefícios de conexão que os solares que entram até o final desse ano poderão gozar.

Na geração solar distribuída, nós tivemos a informação no trimestre passado da questão do Bônus Eficiente da Celesc. A gente foi escolhido para instalar mil residências com painéis padrão e já assinamos 800 contratos e instalamos as 200 primeiras unidades.

Ao longo do ano de 2017 e início de 2018, a gente pretende instalar as mil unidades e, só para vocês terem ideia, a gente tem algo em torno de 11 mil unidades instaladas no Brasil inteiro. Só com esse contrato da Celesc, a gente vai alcançar algo próximo de 10% mais as outras instalações que temos feito, então a gente está seguindo pelo caminho de ser um importante agente desse segmento de geração distribuída.

Nós temos os projetos em desenvolvimento, que permitem o nosso crescimento. Esses aqui são projetos *Greenfield*. Vão depender dos leilões que devem acontecer, esperamos, a partir do final do ano e início do ano que vem. Obviamente, depende ainda de descontratações que vão ocorrer e temos obviamente olhado para as oportunidades que vão aparecer no mercado em função da relicitação de usinas e da privatização que a Nota Técnica 5/2017 nos traz, dos ativos da Eletrobras que poderão ser privatizados.

Eu passo então agora a palavra para o nosso CFO, Carlos Freitas, para ele falar e discutir com vocês o desempenho financeiro da Companhia.

SR. CARLOS FREITAS: Obrigado, Sattamini. Bom dia a todos. Eu convido a dar uma olhada no slide 26 para a gente mostrar com mais detalhes o desempenho financeiro da empresa nesse trimestre.

Como o Sattamini já comentou, a receita cresceu 7%, o Ebitda da ordem de 14% no trimestre em relação ao ano passado e lucro um salto importante de 49%.

Entrando um pouquinho mais em detalhes no slide seguinte (27), evolução da receita nesse trimestre teve aqui um crescimento da ordem de R$ 110 milhões e metade dos quais pela variação de preço e volume de vendas. A gente já falou que o volume de

vendas nesse trimestre cresceu cerca de 4,6% e uma pequena queda no preço médio, então isso aqui nos trouxe R$ 54 milhões a mais de receita nesse trimestre.

E a outra metade é o mercado de curto prazo, CCEE, com R$ 56 milhões. A gente teve nesse trimestre o aumento desse volume de receita no mercado de curto prazo e também um aumento de custos no mercado de curto prazo.

Então a variação final no Ebitda em relação a curto prazo foi zero (0) praticamente no trimestre, em que pese todo o cenário complicado hidrológico.

Como falou o Sattamini, a gente tem um PLD de R$300 contra R$ 60 no ano passado, um GSF de 16 diante de 10, então tem um cenário muito mais complicado e, nesse cenário complicado, mexer no portfólio funcionou e nos trouxe mais receita e um pouco mais de custo, mas pouca variação de Ebitda.

Então de receita aqui, uma variação de 7%, R$ 110 milhões mais ou menos.

No slide seguinte (28), temos aqui um crescimento de 14% no Ebitda, da ordem de R$ 100 milhões, dos quais metade – R$ 54 milhões – eu já comentei, pelo aumento de preço e de vendas. A redução de custos tanto em custos de royalties pela menor geração hidrelétrica e também pela menor tarifa que hoje se paga na geração hidrelétrica, reduzindo R$ 24 milhões o custo nesse trimestre, uma redução de combustível também de R$ 12 milhões pelo menor despacho térmico. Aqui já não está Charqueadas em operação e também pela gestão de portfólio em Jorge Lacerda, que é visto como complexo.

Então a gente conseguiu fazer uma boa gestão também aqui reduzindo os custos de combustíveis nesse trimestre. Esses R$ 12 milhões é o efeito líquido de uma reversão de provisão. É importante a gente comentar, isso gerou um pouco de confusão em alguns analistas.

A gente fechou um acordo com a Petrobras em relação ao contrato de gás que nós tínhamos e que aumentou cerca de R$ 220 milhões de reais, um custo nosso de pagamento de gás que já estava provisionado. Então a nossa linha de custo de combustíveis aumentou em R$ 220 milhões mais ou menos, mas tem sido compensado quase que inteiramente – tem apenas R$ 12/13 milhões de diferença – na linha de provisões que foram revertidas. Então, o efeito em Ebitda, foi quase zero (0). Aqui, esses R$ 12 milhões já são o efeito líquido dessa reversão de provisão.

Aqui finalmente em relação a compras para revenda, nós tivemos R$ 7 milhões a menos de custo em compra de energia para revenda. Foram feitas num preço mais baixo nesse trimestre. Nosso preço médio de venda caiu um pouco, mas os custos de compra caíram mais ainda. É importante mencionar que tem uma expansão de margem.

E finalmente, a redução de pessoal, que já foi comentada, mais ou menos 5% a menos no quadro pelo esforço que compensa fazer de otimizar os nossos recursos.

No slide seguinte (29), lucro líquido, faltando aqui R$ 160 milhões dos quais R$ 104 milhões pela elevação do Ebitda, que já foi comentada. E aqui outros destaques, o principal é a despesa financeira, que caiu muito nesse trimestre e aqui a principal razão é pela correção monetária das concessões a pagar, como os senhores e senhoras sabem, nossas concessões a pagar estão indexadas pela inflação, mais ou menos ¾ pelo IGPM e ¼ pelo IPCA. O montante de concessões a pagar hoje é da ordem de R$ 2,4/2,5 bilhões, então o IGPM desse trimestre foi negativo.

O IGPM desse trimestre foi -12,7% e no ano passado foi +12,8%. Então essa variação importantíssima de IGPM sobre uma base alta nos fez economizar quase R$ 100 milhões nesse conceito, então o déficit de R$ 10 milhões aqui é numa redução dessa despesa e também uma redução na taxa efetiva de Imposto de Renda.

A gente teve sucesso na gestão tributária da Companhia com as questões tributárias da SUDAM em relação às usinas de Estreito e Ponte de Pedra que reduziram a taxa efetiva média de Imposto de Renda nesse trimestre em relação ao ano passado. Então tudo isso fazendo com que lucro líquido subisse 49%.

Para terminar, aqui na parte de dívida líquida, a nossa dívida bruta é mais ou menos constante: R$ 3,2 bilhões. Temos R$ 1,5 bilhões de caixa no fim de junho com mais R$ 200 milhões de depósito vinculado, quer dizer, uma dívida líquida da ordem de R$ 1,5 bilhões. Apenas 0,4x o nosso Ebitda, o que nos traz tranquilidade para financiar o crescimento da Companhia com dívida e otimizar esse capital.

Como essa dívida líquida variou ao longo do trimestre, na página 31, aqui vemos um crescimento na dívida líquida basicamente pelo consumo do caixa, ou seja, a gente gerou bastante caixa nesse trimestre. Nós geramos R$ 685 milhões mais R$150 milhões em capital de giro, ou seja, são R$ 835 milhões de geração de caixa operacional, mas saiu muito caixa porque pagamos um *payout* complementar de dividendos em relação ao ano passado, R$ 408 milhões agora no começo de junho mais investimentos fortes da ordem de R$ 538 milhões.

Ou seja, mesmo em um cenário de alta geração de caixa, o nosso investimento e *payout* de 100% consumiu mais caixa do que gerou, então reduziu um pouquinho o caixa da Companhia e aumentou a dívida líquida. Nada que realmente preocupe a gente. Tem muito espaço ainda para aumentar essa dívida líquida e esse caixa aos poucos vai sendo consumido com o Capex e o *payout* de dividendos que anunciamos com 100%.

Essa dívida, na página 32, é de longo prazo, é bastante tranquila e o custo dela caindo. Hoje o custo nominal da dívida é de apenas 9,4% versus 11,2% no segundo trimestre do ano passado.

A gente tem no slide 33 o nosso perfil de Capex. Aqui está o Capex contratado, ou seja, aqui em 2017/18/19, além do Capex normal, de manutenção que a gente estima, tem o Capex contratado para Campo Largo, para Pampa e para Assú, que vai ser financiado a maior parte com dívida. Então aqui está a dívida que a gente espera captar tanto em debêntures como em BNDES para financiar a expansão e com isso otimizar o capital da Companhia.

Finalmente no slide 34, para terminar, o nosso *payout* histórico de dividendos. 100% que foi aprovado no Conselho ontem em relação ao lucro do primeiro trimestre distribuível, o que nos dá um *dividend yield* de 4,1% no semestre. Então acho que é uma performance excelente. A Companhia está conseguindo pagar os dividendos como quer pagar. Não temos a intenção de acumular caixa pra acumular caixa. A gente quando gera muito capital, muito recurso, nossa intenção é pagar sim 100% de *payout* sempre que possível e temos feito isso. Em paralelo, crescer de maneira responsável, o que estamos fazendo. Então, com isso, acho que a gente está gerando um bom índice de crescimento e dividendos.

Era isso do nosso lado e, com isso, eu gostaria de abrir para perguntas.

OPERADORA: Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas.

Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1).
Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco dois (*2).

A nossa primeira pergunta vem do senhor Kaique Vasconcelos do Banco Safra. Senhor Kaique, pode prosseguir.

SR. KAIQUE: Bom dia a todos, obrigado pelo call. Um ponto que eu queria explorar um pouquinho é a estratégia de crescimento. Além de a empresa estar analisando a possível transferência de Jirau, eu queria saber se vocês têm algum outro no *pipeline*. Já com essa venda e os recursos que podem vir das usinas a carvão, se vocês teriam interesse em usinas da Cemig e o foco seria mais em grande usina, usinas de médio porte e também renováveis. Como está esse foco de vocês?

E uma segunda pergunta, vocês poderiam falar melhor a comercialização, como estão os preços do longo prazo, a liquidez, se está tendo mais demanda com essa migração, como está esse processo. Obrigado.

SR. EDUARDO: Vamos lá. Falar um pouco de crescimento que você falou, a nossa intenção é usar os recursos da venda tanto dos pequenos ativos que a gente vendeu – são aqueles ativos distantes dos nossos *clusters* – e dos ativos a carvão e nessas aquisições de novas concessões, além de desenvolver o nosso *pipeline* de *Greenfield* e também alguns ativos/aquisições que nós estamos olhando no curto prazo de energia renovável.

Estamos ativos no mercado, falam de ver muito essa concentração da nossa solução e do nosso alinhamento com a estratégia global do grupo, mas, agora que a gente já definiu o caminho, nós vamos voltar a olhar crescimento com muito mais afinco e espero que a gente possa dar boas notícias nesse mercado no curto prazo, nos próximos meses.

A comercialização, desculpa, o Rafael está me lembrando aqui. Os preços estão de longo prazo ao redor dos R$ 150/160. É óbvio, a gente passou a ter em função da volatilidade grande de preços que a gente tem no curto prazo. Espero que isso de alguma maneira seja resolvido com a nova regulamentação que vai entrar nos próximos anos.

O preço difere muito de um ano para outro. Você vai ver 2018 com preço próximo a duzentos e alguma coisa. Ele já flutuou esse ano entre R$ 190/250 milhões. No ano de 2019, você tem uma redução até aproximar de um preço que a gente diria que é um preço adquirido de longo prazo e seria um preço marginal da expansão, que hoje estaria por volta dos R$ 180, mas em função das expectativas de suprimento do mercado mais do que suprido no futuro e eventuais tecnologias disruptivas, a gente acaba encontrando no mercado a faixa de R$ 150/160. Então essa é a nossa visão de preço que a gente tem encontrado no mercado.

SR. CARLOS: E Kaique, em relação à liquidez desse mercado, de fato, para 2017 e 2018, a gente comprou energia no mercado. Em 2017, mais para compensar o GSF e, por isso, a gente aumentou um pouquinho a nossa compra de energia para 2017 de uma maneira oportunística. Quando o PLD deu uma queda em junho aproveitamos para comprar energia barata para esse ano e compramos também para o ano que vem energia para fazer produto.

A gente já comprou um pouco de energia para o ano que vem para garantir a liquidez e com isso fazer produtos de 4/5 anos e, de fato, como já foi falado, nós conseguimos aumentar cerca de 140 MWm as vendas de 2020/2021 em PPAs que começam em 2018/2019.

Em 2018, a gente não tem energia para vender. A gente acha que esse volume que está hoje descontratado é razoável na visão de hoje em relação ao ano que vem. Então para ter PPA novo que começa no ano que vem, a gente tem que comprar no mercado energia de um ano para formar um produto com a nossa energia de 2019/2020/2021 e um PPA de 4/5 anos.

A liquidez está bastante interessante. Nesse trimestre, nós conseguimos fechar alguns PPA interessantes.

SR. KAIQUE: Perfeito, muito obrigado.
SR. CARLOS: Obrigado você.

OPERADORA: Lembrando que, para fazer perguntas, basta digitar asterisco um (*1). Por favor, aguardem enquanto coletamos as perguntas.

A próxima pergunta vem do senhor Ezequiel Fernandes do Banco ScotiaBank. Senhor Ezequiel, pode prosseguir.

SR. EZEQUIEL: Oi, bom dia. Obrigado pelo call. Eu tenho quatro perguntas.

A primeira é relativa à consulta pública com as modificações gerais propostas para o setor de geração no Brasil. Eu queria saber, na opinião de vocês, qual é a mais positiva para a ENGIE Brasil e qual talvez pode dar um pouco mais de trabalho.

SR. EDUARDO: Olha, na minha visão, é a abertura de mercado. Ela traz a oportunidade pros geradores privados e isso traz uma visão de eficiência de performance. Quem for o mais eficiente em performance, o mais ágil, consegue capturar maior valor no mercado mais livre. Aí você começa a ter segmentação de mercado e reserva de mercado, é mais difícil você privilegiar o mais competitivo. Então, na minha visão, o melhor dos aspectos nessa audiência pública é a abertura de mercado ao longo dos próximos anos.

SR. CARLOS: Ezequiel, em geral, as propostas são muito positivas. Trazem maior racionalidade econômica e maior transparência em preço também. A gente tem um viés bem positivo dessas propostas.

SR. EZEQUIEL: Entendi, obrigado. A segunda pergunta é relativa ao slide 13, onde tem o balanço de energia do sistema. A gente conseguiu ver que você reduziu o excesso de capacidade de ofertas a mais ou menos 2 GW para usar nesses 2018/2019/2020. Eu queria saber se... Bom, por que você reduziu tudo isso, se é do lado da oferta, da demanda.

SR. EDUARDO: Tem dois componentes aí. Um que a gente já falou é a questão da redução da oferta – a gente teve uma redução de garantia física das hidrelétricas – e a outra é o aumento da demanda, a expectativa de aumento da demanda em relação ao trimestre anterior.

SR. EZEQUIEL: Perfeito, obrigado. A terceira pergunta é... Desculpa, eu me conectei um pouquinho tarde no call. Talvez vocês já falaram alguma coisa. O *guidance* de Capex para 2019 foi reduzido em R$ 120 milhões. Isso tem a ver com o que?

SR. CARLOS: Essa redução, de fato, no *guidance* de Capex para 2019 se deu por revisão de manutenções que a gente analisou melhor a perspectiva de manutenções nas térmicas, muito mais em Jorge Lacerda, e viu que a gente conseguiria empurrar para frente um pouquinho a manutenção prevista para 2019, o *guidance* de manutenção para 2019. A gente reescalonou o perfil de Capex para Jorge Lacerda e com isso reduziu um pouco o número esperado em 2019, jogando para 2020.

SR. EDUARDO: O que acontece, Ezequiel, talvez para completar, é que hoje a gente tem uma postura proativa no orçamento de manutenção, ou seja, a gente está constantemente reavaliando se determinadas intervenções de manutenção fazem sentido ou não econômico. Às vezes, em um determinado cenário de preço, você tem o incentivo de fazer determinada manutenção e troca de equipamento para ganhar um pouco mais de disponibilidade e performance, porque você tem um nível esperado de preços altos.

Em outro momento, aquela expectativa se frustra, então você tem que reavaliar. Então a gente tem reavaliado sempre a possibilidade de fazer ou não intervenções de manutenção. Esses números acabam tendo um pequeno dinamismo, porque eles não são também tão significativos, mas eles acabam tendo essa dinâmica. Pode ser que esse investimento seja postergado em determinado momento, se você tiver uma pressão de alta de preços e uma necessidade de despacho cada vez maior nas termelétricas. O que pode acontecer é que a gente tenha que rever isso para cima de novo, mas, dentro da visão de hoje, a gente entendeu que aquela manutenção que estava prevista nos trimestres anteriores não se faz necessária ou não é economicamente interessante.

SR. EZEQUIEL: Perfeito, obrigado. A minha última pergunta – desculpa se de novo vocês já comentaram – na informação do portfólio dos PPAs com volumes e o preço médio esperado para os anos seguintes, tem uma redução de preço esperado de mais ou menos R$ 3,00 por MW/h. Vocês poderiam comentar um pouquinho o que está por trás disso?

SR. CARLOS: Sem dúvidas, a gente teve uma redução da ordem de R$ 3,00 MW/h no preço médio esperado para o ano que vem e no outro ano, mas uma redução ainda maior na compra de energia. A compra de energia eu acho que caiu em R$ 5,00 MW/h mais ou menos.

Então isso aqui é em função de variação de inflação. A gente tem um fator negativo de IGPM no trimestre, o que é importante. Tudo isso aqui leva a uma revisão para baixo um pouquinho o preço médio de venda já contratado para esse ano, ano que vem e 2019, mas o preço médio de compra ainda mais baixo. A gente foi mais proativo, conseguiu comprar bem e reduzindo ainda mais o preço médio de compra.

SR. EZEQUIEL: Entendi, perfeito. Muito obrigado.
SR. CARLOS: Obrigado você.

OPERADORA: A nossa próxima pergunta vem do senhor Vinícius Tsubone do HSBC. Senhor Vinícius, pode prosseguir.

VINÍCIUS: Bom dia a todos, obrigado pelo call. A minha pergunta é sobre M&A. Além da expansão em geração renovável, vocês teriam interesse em gasodutos, GNL, distribuição de gás ou energia elétrica? Faria sentido para a ENGIE entrar nesses segmentos ou não?

SR. EDUARDO: Para a ENGIE Brasil, sim. Para a ENGIE Brasil Energia, depende da estratégia e da visão do grupo de como a ENGIE Brasil Energia seria um veículo adequado. Essa discussão a gente está tendo no momento agora, se a gente deveria se espelhar no modelo que a gente tem lá fora, onde todas as atividades que o grupo faz – seja gás, energia, serviços – se ela deveria ou não estar no mesmo veículo e isso é uma discussão que está acontecendo. A gente ainda não tem uma definição. O grupo tem interesse sim em gasodutos, em distribuição de gás, até porque é uma atividade *core* dele na Europa, mas, se isso será feito dentro da empresa listada, é uma discussão que ainda não temos definição. Nós inclusive queríamos saber dos analistas qual é a visão deles, mas isso a gente vai fazer um a um, à medida que a gente tenha a oportunidade.

VINÍCIUS: Ok, Obrigado. E eu poderia fazer mais uma pergunta? Eu não consegui ouvir direito durante o call, será que vocês poderiam repetir, por favor, quais e quando seriam os próximos passos para a transferência de Jirau e para quando vocês esperam o *closing* da operação?

SR. CARLOS: Sem dúvidas. Em relação a Jirau, o processo ainda não chegou na ENGIE Brasil Energia. O controlador ENGIE Brasil Participações está avaliando junto com o *advisor* como seria feito esse processo e em que condições. O que a gente comunicou, a gente espera que isso seja levado ao conselho da EBE (ENGIE Brasil Energia) em outubro. Esse é o nosso cronograma esperado. Aí, nessa ocasião – ou seja, na reunião de conselho de outubro, o conselho, a consultoria ou comitê de partes relacionadas – para ir para o comitê, começar os trabalhos. E o Comitê, como você sabe vai ser a entidade que vai discutir essas transações em nome da EBE com o vendedor, a ENGIE Brasil Participações, em que condições e como. É nessa ocasião, o Comitê vai estar construído, aí o comitê vai ter um *budget*, vai contratar um *advisor*, vai contratar um escritório de advocacia, por exemplo. Isso tudo vai começar do nosso lado aqui... no fim de outubro, se esse cronograma for cumprido.

E com isso, esse processo todo vai levar bastante tempo, porque é um volume grande. A transação não é uma coisa pequena, então a gente quer fazer também com muita transparência para o mercado e fazer as coisas num ritmo correto. E também com isso a gente estima que isso vai levar talvez uns seis meses para poder ser definido e, com isso, o *closing* da transação provavelmente no fim do primeiro semestre do ano que vem. Esse é o nosso cronograma interno que nós estamos trabalhando.

SR. VINÍCIUS: Está ok. Muito obrigado.
SR. CARLOS: Obrigado você.

OPERADORA: A nossa próxima pergunta vem do senhor Fernando da UBS. Senhor Fernando, pode prosseguir.

SR. MARCELO: Bom dia, pessoal. Aqui é o Marcelo Sá falando. Eu tenho algumas perguntas. Uma sobre a questão da venda dos ativos de carvão. Vocês tinham falado no encontro anual que a expectativa era de receber até o final de julho, *non binding offer* desses ativos. Queria saber como está esse processo.

E a outra pergunta é em relação à Nota Técnica que saiu da Consulta Pública da reforma do setor elétrico. Eu queria entender se vocês acham que essas medidas da descotização tem algum tipo de impacto estrutural no preço de energia de longo prazo. Seria um impacto para cima ou se ainda é muito cedo para saber.

E ainda seguindo essa parte da Nota Técnica, se vocês entendem que a separação de lastro e energia acontece só para contratos novos ou isso vai afetar os contratos antigos. É isso, obrigado.

SR. EDUARDO: Vamos lá. Venda de ativos de carvão: sim, a gente está recebendo ainda as propostas e são propostas complexas. A gente está tirando dúvidas, a gente está avaliando e comparando, fazendo a equalização e a próxima fase seria definir alguns *players*, no máximo cinco – um número entre quatro ou cinco – para participarem da segunda fase. Seria a fase do *data room* e *due diligence* para ser feita em um período entre 60 e 90. Deve sair quando a gente escolher um *process letter* que vai indicar quais seriam as datas e os marcos desse processo.

Aí a gente teria, se for pensar em cronograma, alguma coisa entre final de setembro e final de outubro as *binding offers,* para que a gente tivesse também que equalizar. E quando a gente fala em equalizar, quando você está vendendo o ativo e o ativo descontratado tem *player* que pede para manter o PPA por algum tempo, quer alocar um ou outro risco de um lado ou de outro, então a gente precisa olhar cada uma dessas propostas com muito cuidado. Elas têm um nível de complexidade grande.

Então, chegando lá no final de outubro ou início de novembro, a gente tem uma definição. Aí sim parte para uma negociação do SPA, que já vai fazer parte... durante esse processo, já vai estar disponível, mas tem sempre algumas últimas condições e ajustes a serem acertadas, que vão ocorrer durante uma negociação.

E aí o nosso prazo é que até o final do ano a gente pudesse anunciar a venda dos ativos. Essa é a nossa cronologia esperada, mas obviamente, como são ativos lucrativos que contribuem para a nossa operação, nós não temos uma rigidez extrema, apesar de querer que o processo seja célere, até porque, para os nossos colaboradores dessas usinas, é importante eles saberem quem será o próximo proprietário e como é que eles vão se portar. É uma ansiedade que a gente quer retirar dos nossos colaboradores.

Com relação à descotização, a nossa percepção, se hoje eu tenho nas distribuidoras um preço mais baixo e a gente vai descotizar para ter um preço médio mais alto, isso vai acontecer, a tendência é que você tenha uma pressão altista no mercado. Então a resposta é sim.

E com relação a lastro e energia, é uma preocupação. A gente acha que isso faz todo o sentido num modelo mais livre, onde você tem a alocação de risco adequada, onde as distribuidoras deixam de correr o risco de contratação. Você precisa gerar um ambiente onde você possa fazer com que o mercado livre crescente gere oportunidade de crescimento de longo prazo e aí terá que ser feito em leilões de lastro. Mas será que lastro simplesmente vai criar a motivação necessária para expansão?

Isso vai depender dos outros instrumentos de mercado que têm que ser criados para que a porção de energia também possa ser contratada a médio e longo prazo, tirando a incerteza do empreendedor do retorno do seu ativo. São questões que vão ser tratadas durante a formulação dessa nova regulamentação. Mesmo que a Nota Técnica passe, você tem uma medida provisória para as medidas legais, que são necessárias, você ainda terá muito trabalho regulatório a ser feito nos próximos anos para que os ajustes sejam feitos. Você vê que, na verdade, a Nota Técnica tem conceitos, mas ela vai precisar de apêndices ao longo do tempo para ser complementada e efetivamente ter força de mudança no marco regulatório.

SR. MARCELO: Está ótimo. Muito obrigado.

OPERADORA: A nossa próxima pergunta vem do senhor Vinícius do Credit Suisse. Senhor Vinícius, pode prosseguir.

SR. VINÍCIUS: Bom dia, quase boa tarde a todos aqui. Eu queria passar em três pontos. Mais para vocês confirmarem do que dúvidas específicas.

Primeira: a Nota Técnica que foi para a audiência pública agora da potencial medida provisória fala no reembolso do GFOM para o mercado livre. Eu entendo que vocês estão aptos a participar disso, mas só queria ter certeza dado que, pelo que entendi a empresa, não tem mais as liminares. Vocês tiraram isso na época do acordo do mercado regulado. E se houver algum número que vocês possam citar de potencial de valor disso, eu sei que não há caixa hoje, que isso vai virar ajuste de concessão lá na frente, mas se tiverem para dar uma ideia de quanto pode ser recuperado aqui, ajuda a gente.

Vocês citaram interesse em um leilão de transmissão que deve ocorrer no final do ano. Para o primeiro, foi claro. Vocês tiveram interesse e não conseguiram levar os lotes por uma questão de competição, mas se puder fazer algum comentário em relação ao apetite da empresa, à qualidade dos lotes, tamanho, se para esse próximo leilão a gente pode esperar uma tentativa bem parecida com o que foi no começo do ano ou não. Vocês não veem a qualidade dos lotes ou talvez, dadas as prioridades que vocês têm, o interesse não seja tão alto ou até mais alto. Eu queria que dessem uma opinião nisso.

E, por último, aí em tudo para falar de crescimento, vocês não citaram a privatização da CESP em outros eventos e calls. Vocês já disseram que não viam um ajuste estratégico para privatização da CESP na empresa. Eu só queria confirmar se isso ainda está valendo, dado que a gente pode ver esse processo de privatização vindo aí em setembro/outubro. Está bem próximo. Obrigado.

SR. EDUARDO: Vamos lá. Primeiro, tudo bem, Vinícius? Como é que você está? Vamos lá. No primeiro, na Nota Técnica: sim, nós nos habilitaríamos dentro da Nota Técnica ao reembolso do GFOM na parte da energia que não estava no mercado regulado. O que estava no mercado livre, - isso é uma leitura nossa - a gente teria sim a possibilidade de recuperar o ajuste dos impactos dessa geração, do GSF. Quanto, eu não posso falar hoje porque a gente ainda está discutindo com a Aneel como fazer esse cálculo. O que entra, se, por exemplo, a importação do Uruguai também é considerada para expurgo, se são despachos por razão elétrica e energética, como vai ser feito, se é costume do mercado ou se não é. Então a gente não tem ainda uma visão de quanto. O importante, você mencionou, não vai representar para nós caixa imediato, mas representa resultado. Provavelmente, eu terei um resultado equivalente a esse valor que vai entrar no meu imobilizado como intangível. Então, é como se fosse um ativo regulatório. Então acho que eu respondi essa primeira parte da sua pergunta.

Segundo, o leilão de transmissão. Estamos olhando sim, já escolhemos alguns lotes. Estamos trabalhando e nos preparando um pouco melhor. No leilão anterior, a gente teve pouquíssimo tempo para trabalhar, porque a nossa decisão de efetivamente entrar em leilão de transmissão só ocorreu ali próximo de fevereiro e o leilão, ocorrendo em abril. A gente teve pouco tempo de analisar tecnicamente as melhores soluções técnicas e aí eu acho que nesse sentido a gente vai estar muito mais bem preparado para esse leilão próximo. A gente já identificou algumas linhas que temos interesse. A gente sempre fala que tem muito a ver com ou linhas próximas de empreendimentos que a gente quer desenvolver ou linhas muito próximas às usinas que a gente já opera, para que a gente tenha algum tipo de sinergia e benefício na implantação.

E aí a terceira pergunta, eu acho que foi especificamente sobre CESP. A CESP para nós sem a renovação da concessão, a gente não entende que agregaria perenidade ao negócio da Companhia. A gente prefere participar de processos onde a concessão tenha uma duração mais longa. As nossas concessões, em um primeiro período, vencem em 2028. A gente vai buscar a renovação. Não sei como isso vai ser entendido pelo órgão concedente, mas a gente vai buscar. Mas se a gente não tiver atendimento à nossa solicitação, nós vamos perder uma parte da nossa capacidade ou vamos ter que buscar competitivamente essa capacidade. Mas, se perdermos, nós queremos então ter capacidades adicionais que perdurem mais tempo que essas e que a gente possa ter perenidade e uma queda menor no volume de negócios a partir de 2028. Então por isso que CESP não se encaixa, como a gente até comentou no passado. Nós não teríamos esse interesse.

SR. VINÍCIUS: Está ótimo. Super claro em todas as respostas. Obrigado.

SR. EDUARDO: Obrigado.

OPERADORA: Mais uma vez, para fazer perguntas, basta digitar asterisco um (*1).

Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas. Gostaria de passar a palavra aos senhores Eduardo Sattamini e Carlos Freitas para as considerações finais. Por favor, senhor Sattamini, pode prosseguir.

SR. EDUARDO: Bom, queria terminar aqui com uma mensagem de grande expectativa para melhoria do marco regulatório. Eu já mencionei no início e o Carlos Freitas reforçou, a gente vê com bons olhos a vontade desse governo de corrigir alguns problemas que a gente vem identificando no modelo e, com isso, melhorar o ambiente regulatório, a sua estabilidade, para que a gente possa voltar a crescer de uma forma consistente. Então é essa mensagem que eu queria deixar. Queria agradecer a vocês à participação, boas perguntas e esperando aí bons resultados para o final do ano.

OPERADORA: A áudio-conferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham uma boa tarde. Obrigado por usarem a Voitel.