ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST

RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2018

1 DE NOVEMBRO DE 2018 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

Operadora: Bom dia! Esta é a teleconferência da ENGIE Brasil Energia, onde serão discutidos os resultados do terceiro 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". 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 de 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 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 os Srs. **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 terceiro trimestre de 2018. 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. Eduardo Sattamini**. Por favor, Eduardo, pode prosseguir.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Bom dia a todos. É um prazer estar aqui com você para comentar mais um bom resultado trimestral. Nós vamos começar do slide número 5, onde a gente faz os principais destaques financeiros e operacionais da companhia. No trimestre nós tivemos uma receita operacional líquida de 50,4% a maior do que no primeiro

trimestre do ano passado, isso deve-se basicamente, em grande parte, em função das operações de curto prazo, a nossa atividade trading se intensificou no ano de 2018, mas nós obviamente tivemos também a contribuição de novos ativos que entraram alavancando a nossa capacidade instalada. Jaguara e Miranda, e também já começamos ter as usinas eólicas de Campo Largo contribuindo também para esse aumento da receita operacional líquida.

Como resultado a gente também teve um aumento significativo do Ebitda, com 43% superior ao mesmo trimestre do ano passado, e a margem, em função da atividade de *trading*, tem uma margem bem mais reduzida do que a atividade normal de geração, nós tivemos uma queda com relação ao mesmo trimestre do ano passado de 43% para 41%. Obviamente esses trimestres, esses dois trimestres, terceiros trimestres de 2017 e 2018 geraram margens menores do que o normal, em função das operações de curto prazo. Normalmente nesse terceiro trimestre a gente apresenta uma posição mais *long* e a gente acaba fazendo operações de curto prazo para liquidar, esterilizar o efeito com uma exposição muito positiva e está sujeito à inadimplência no mercado de curto prazo. Bom, refletiu-se então um lucro líquido de 32,8%, nós tivemos um aumento significativo na nossa alavancagem, vocês veem que o terceiro trimestre de 2017, terceiro trimestre 2018 a gente subiu quase, mais de quatro vezes a nossa dívida líquida, em função as aquisições de ativos, em função do nosso momento de investimento, momento de crescimento. Então isso afetou, obviamente, a nossa conta de juros em termos financeiro, então refletiram em um crescimento do lucro líquido menor do que do Ebitda.

Bom, nós passamos então para o próximo slide, o slide de número 6, onde a gente destaca os principais acontecimentos do trimestre. Nós estamos comemorando, desde setembro agora, 15 de setembro, os 20 anos de privatização da antiga Gerasul, que se tornou Tractebel Energia e agora é ENGIE Brasil Energia. Nós concluímos a aquisição das ações da ENGIE Geração Solar Distribuída, então agora temos mais liberdade de imprimir uma velocidade, um crescimento mais robusto à atividade de geração solar distribuída, a gente entende que isso é uma maneira de estar mais próximo dos nossos clientes e oferecer também opções diferentes da energia livre.

Nós estamos com seis eólicas, o Complexo Eólico Campo Largo iniciou a operação naquele trimestre, no terceiro trimestre, e agora duas, entraram lá também no mês de outubro. Ou seja, das onze usinas de Campo Largo I, nós já estamos com oito usinas em operação e tem mais duas em operação assistida, ainda não operação comercial, mas operação em teste.

Nós sacamos os primeiros desembolsos do financiamento do Complexo de Campo Largo, porque as usinas já estão ficando prontas e agora a gente conseguiu sacar o financiamento, isso é uma recorrente na indústria eólica, demanda então para investir em energia eólica que a gente tenha uma robustez financeira significativa. Isso, eu diria, é até uma barreira de entrada para pequenos *players* nesse mercado. E nós sacamos também a primeira parcela do financiamento do BNDES pela nossa Termoelétrica em Pampa Sul, em construção.

No próximo slide, no slide 7, a gente continua com os destaques. Nós terminamos a modernização do sistema de controle da unidade 2 de Machadinho, dentro do procedimento operacional de melhoria de performance das nossas usinas. Fomos premiados, pela nona vez, no Troféu Transparência, que é organizado pela ANEFAC-FIPECAFI-SERASA. A gente considera isso aqui o Oscar da Contabilidade e nos dá orgulho sermos reconhecidos como uma empresa transparente e que preza pela qualidade de informação aos seus investidores. E nós aprovamos o crédito de Juros Sobre Capital Próprio, R$ 397 milhões, e Dividendos Intermediários de R$ 652 milhões, R$ 1 por ação nessa data. A data-ex foi definida em 04 de janeiro para o Juros Sobre o Capital Próprio, e 13 de novembro para os Dividendos.

Bom, passando para o próximo slide, slide de número 8, a principal modificação aqui é a participação de 100% da ENGIE Geração Solar Distribuída, e esse slide é conhecido de vocês, é a nossa estrutura que consta várias empresas em função da necessidade de empresas de capital específico para financiamento ou por questões de conexão ao sistema.

No próximo slide, a única alteração que a gente tem aqui é o número de usinas em operação, que está crescendo de forma rápida em função das usinas eólicas estarem entrando em operação, e isso contribui também para o aumento da nossa capacidade instalada e a participação de usinas complementares, que é a energia convencional não renovável no nosso portfólio.

No próximo slide, é onde a gente demonstra a nossa liderança no mercado, com 10,2 de energia, de capacidade instalada, sendo que 0,8 são as usinas de Umburanas, Pampa e ainda o remanescente de Campo Largo, que estarão entrando ainda até entre agora e final do próximo ano. Isso nos dá uma posição de liderança, e que nos permite um diálogo aberto com o governo e também uma possibilidade de continuar aproveitando a oportunidade do mercado.

A transmissão, nós entramos em transmissão no final de 2017, estamos em procedimento normal, nós vamos falar desse projeto mais adiante, mas é um projeto que se encontra junto do orçamento e do prazo, projeto de Gralha Azul, que é a linha no Paraná.

Portfólio nosso, já no próximo slide. Bom, nós estamos com 47% destinados ao mercado livre, 17% às comercializadoras e 36% às distribuidoras. Nas comercializadoras, os volumes no curto prazo tendem a estar maiores exatamente pelas operações de *trading* que a gente iniciou em 2018. De forma organizada, entendemos que *trading* também fazia parte da nossa atividade, nos dá uma maior precisão e sentimento com relação a preço no mercado, e nos permite, obviamente, arbitrar posições no curto prazo.

Quanto à nossa diversificação, estamos com uma diversificação bastante grande entre os vários segmentos da nossa indústria e comércio, os mais representativos sendo cimento e alimentos, mas mesmo assim com um nível de concentração ainda muito baixo. Nós temos hoje 2.210 MW médios vendidos no mercado livre e existem pequenas variações trimestre a trimestre em função da previsão de consumo de determinadas indústrias. Quando na indústria tem eventualmente alguma aceleração no seu crescimento, tem uma tendência

de, mesmo nos contratos assinados, eles têm uma flexibilidade, então sobe um pouquinho o total de vendas, e quando tem algum movimento de decréscimo de atividade, também a gente tenta representar nesse volume de vendas médio aqui essa nossa expectativa de redução de consumo. Então, do penúltimo trimestre para cá, nós tivemos uma pequena redução de 30 MW médios no total de 2.210 MW.

Passando para o próximo slide, no mercado de energia, é o número 15, a gente vê que ainda existe um excesso de oferta estrutural, mas vocês viram que o preço durante todo o ano de 2018 foi pressionado ainda pela situação dos reservatórios e a crise hidrelétrica que a gente vem vivendo nos últimos anos. Nós tivemos uma melhora significativa da hidrologia no mês de outubro, isso tem trazido então uma volatilidade muito grande de preços, face os reservatórios e modificação dos regimes hidrológicos.

No próximo slide, a gente fala da nossa estratégia de contratação, a gente tenta ter contratações bem distribuídas ao longo do tempo, de tal forma que a gente não sofra nenhum grande impacto por ter uma quantidade significativa de energia vencendo em algum determinado ano. Com essa nossa característica isso faz com que as nossas variações de preços em momentos de elevação de preços ou de queda de preço não seja sentida de forma tão forte.

No lado esquerdo do gráfico, a gente tem a nossa posição de energia descontratada, 2018 então a gente está com 10,7%, em 2019 8,0%, em 2020 7,5%, e após isso a gente tem o que são basicamente volumes de reserva, para lidar com o risco hidrológico, e a partir de 2021, a gente passa efetivamente a ter energia para a comercialização dos novos contratos que estariam sendo conquistados ou renovados.

No próximo slide, é o nosso balanço de energia, eu diria que não tem nenhuma grande mudança aqui, com exceção de nós termos inserido aqui uma coluna de preços líquidos. Antes não tinha essa coluna, a gente apresentava o preço bruto, e isso causava alguma confusão para que a gente pudesse referir ao preço médio de venda e de compra que está na parte baixa da tabela. Então, nós passamos a colocar também a informação para que as pessoas possam ter a mesma base de comparação.

No próximo, bom, nós falamos da expansão, nós estamos ainda com Jirau numa situação de espera, o controlador contratou o Itaú para avaliar essa transferência, mas nós ainda não tivemos nenhuma notícia sobre o andamento efetivo desse processo. Com a questão de GSF, de necessidade de caixa do projeto, tem postergado essa decisão pelo lado do nosso controlador.

Passando para o slide de Pampa Sul, nós temos, Pampa Sul hoje está iniciando os testes dos principais sistemas, a gente sempre fala a qualidade, apesar do atraso que a gente está tendo nessa obra, ela já está com o prazo de operação para o segundo trimestre do ano que vem. Atrasou, a gente descontratou energia que estava contratada no mercado regulado para não estar exposto, mas a qualidade da obra e dos sistemas que a gente tem testado tem sido muito satisfatórios. É óbvio que isso vai afetar a rentabilidade do ativo, mas esse ativo tinha uma boa rentabilidade inicial. Vou pedir para o Carlos Freitas passar

a falar porque eu estou com a garganta ruim e não estou conseguindo, estou tossindo o tempo todo. Vou pedir desculpas à vocês aqui e volto nas perguntas e respostas.

SR. CARLOS FREITAS: Bom dia a todos. Obrigado, Sattamini. Então, eu sigo agora na página 23, dando um *update* em relação ao Complexo de Campo Largo que, como já foi dito, nós temos seis parques já em operação comercial. Ontem, dia 31, entraram em operação mais dois parques, então temos oito já em operação, e até metade de dezembro, no máximo, ou começo de dezembro, estaremos com todo o Complexo em operação, então 330 MW lá na Bahia, que virou um *hub* nosso, eólico, ao lado de Umburanas. É um projeto que está andando bem e que está, até agora, e espero que continue assim, está andando abaixo do orçamento e entrando em operação comercial antes do prazo contratado, antes do prazo esperado. E aí confirmando a capacidade da empresa em executar os projetos que se propõe.

E algo parecido ocorrendo na página seguinte, na página 24, em Umburanas. A gente está avançando bem na obra, a ideia é o primeiro dos 18 parques de Umburanas já entrar em operação talvez ainda no fim de novembro, comecinho de dezembro, e até o segundo trimestre do ano que vem, teremos aí mais 360 MW eólicos lá na Bahia, trazendo mais energia eólica para a Companhia.

Gralha Azul, página 25, é um projeto que está numa fase bastante anterior, porque estamos ainda na fase de licenciamento ambiental, preparando Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) para, aí sim, pedir a licença de instalação. Então agora está na fase também fundiária, mapeando os donos de terrenos e começando a negociar essa parte, já com contratos assinados, contratos esses que formam valor de CAPEX de R$ 1,7 bilhão. Portanto, 15%, mais ou menos, abaixo do CAPEX da ANEEL, que foi definido para o leilão de dezembro do ano passado.

Na ENGIE Geração Solar Distribuída, página 26, aqui um pequeno crescimento em relação ao trimestre passado. Nós temos uma tendência de ter sistemas um pouco maiores, estamos entrando também em clientes comerciais um pouquinho maiores. Esse *business* ainda é um *business* pequeno no Brasil, incipiente, mas é um nicho, é um canal novo de vendas para se aproximar de um público de B2C, comercial e residencial também, que a gente, na energia nossa de mercado livre, ainda não atendia. Hoje é um negócio pequeno, mas a tendência é de crescimento.

E por falar em crescimento, página 27, o nosso portfólio de ativos. E aqui é importante dizer que a gente segue fechando contratos no mercado livre, segue vendendo energia incentivada para clientes industriais, PPAs de médio e longo prazo, até termos uma massa crítica suficiente para engatilhar mais investimentos. Lembrando que Campo Largo e Umburanas são dois projetos que dão 700 MW, mais ou menos, na fase 1 de Campo Largo e Umburanas, na média, estão contratados dois terços em mercado livre. Então, a gente, como o principal *player* do mercado livre no Brasil, segue fechando negócios com clientes industriais até termos um volume de PPAs importante que justifique, que engatilhe, um novo investimento em Campo Largo fase 2, em Umburanas fase 2, etc. A gente espera anunciar em breve novidades.

Passando agora para a parte financeira, no slide, vamos falar do 21, que aqui nós temos uma explicação, 31, perdão, 30, perdão, na página 30. A evolução da receita líquida, que saltou 50% em relação ao terceiro trimestre do ano passado, lembrando que também a base era um pouco mais baixa, que foi o nosso trimestre, eu diria, que teve menos resultado no ano passado, mas também esse ano, pelas atividades de *trading* e pelo aumento do volume de vendas no mercado de curto prazo, a gente expandiu bastante a operação de *trading,* trazendo R$ 466 milhões de vendas a mais, tanto na CCEE como vendas de curtíssimo prazo, bilaterais, tudo isso formado aqui nesses R$ 466 milhões, em relação ao ano passado, terceiro trimestre. Além disso, maior preço médio de vendas e volume de vendas, trazendo aí R$ 250 milhões de acréscimo de vendas. A receita regulada de Jaguara e Miranda que dá uns R$ 108 milhões todo trimestre, então aqui apenas os 70% das cotas de Jaguara e Miranda, mais a GAG de O&M e de manutenção, que são R$ 430 milhões mais ou menos por ano. Além disso, os 30% de Jaguara e Miranda no mercado livre estão aqui misturados tanto na coluna de preço médio de vendas, como no mercado de CCEE.

Em relação ao Ebitda, um salto também importante, de 43%, além da contribuição da expansão do preço e volume de vendas e do saldo líquido do mercado de curto prazo, que foi de R$ 188 milhões, além também do aumento das vendas de Jaguara e Miranda, nós tivemos também aqui um pequeno *saving* em relação à custos de serviços e materiais. A gente conseguiu economizar nesse critério, inclusive também com operações para ter mais crédito de PIS e COFINS, portanto, o custo líquido de serviços e materiais é mais baixo. Por outro lado, dado o maior despacho termelétrico tivemos um aumento do custo de combustíveis, o que é bom, porque isso se traduziu em melhor saldo de curto prazo. E, como eu falei, mais operação de venda de *trading*, compra e venda de energia de curto prazo, portanto um aumento aí de quase R$ 200 milhões em compras de energia para *trading* e para a nossa gestão de portfólio como um todo, para fazer frente ao risco de GSF. Então, mesmo num trimestre que foi bastante complicado em termos hidrológicos e em termos de GSF, que não é só hidrológico, mas também é hidrológico, nós tivemos aqui um desempenho, um Ebitda superior a R$ 1 bilhão.

E em relação ao lucro líquido, aqui o destaque importante acho que é claramente o resultado financeiro, que a gente teve uma despesa líquida a mais de quase R$ 150 milhões por duas razões: a primeira, mais óbvia, é pelo aumento da dívida. A gente, como os senhores e senhoras lembram, financiou 100% da compra de Jaguara e Miranda com dívida, já sacou, como foi dito, dívida do BNDES para Campo Largo e para Pampa, sacamos nesse trimestre cerca de R$ 1,080 bilhão para os dois projetos. Então isso aumenta o volume de dívida, obviamente. Mas a principal razão aqui não foi essa. A maior razão foi, ao longo do ano, nós temos um aumento importante da inflação. Nós temos concessões a pagar para algumas usinas hidrelétricas e as principais concessões são das usinas mais antigas como Cana Brava e Ponte de Pedra, que são indexadas à inflação. Nesse caso, de Campo Largo, perdão, de Cana Brava e de Ponte de Pedra, indexadas ao IGPM. Nós temos um volume de concessões a pagar que soma R$ 2,8 bilhões, dos quais mais ou menos três quartos é em IGPM. IGPM esse que no acumulado de um ano, até setembro, bateu 10%,

e no acumulado do ano passado foi negativo, foi -1,4%. Então, a gente aqui está falando de dados dos nove meses, mas claramente se vê um maior impacto de inflação nesse indicador aqui de lucro líquido, que no ano que vem vai se reduzir em aumentos de preços de PPA, porque nós temos ainda uma parte importante dos contratos nossos indexados a IGPM.

Passando aqui para a página 33, mantendo um bom índice de retorno sobre o capital investido, retorno sobre o patrimônio líquido, que acho que é um grande diferencial da Companhia, a gente tem uma sólida disciplina financeira, então a gente só investe para poder de fato, em projetos que possam trazer retornos atrativos para a Companhia.

E, como eu falei, a dívida aumentando, na página seguinte, 34, ou seja, chegamos a R$ 9,3 bilhões de dívida bruta, R$ 6,5 bilhões de dívida líquida, ainda um nível confortável, um nível de 1,5 vezes o Ebitda na dívida líquida. Lembrando que a gente tem um *rating* AAA, e essa também é uma vantagem competitiva da empresa. A gente vê espaço ainda no balanço para aumentar a dívida da empresa e vai seguir aumentando com base em crescimento. A gente tem bons projetos no *pipeline* e vai seguir financiando a maior parte desse crescimento com dívida, mas sempre mantendo e defendendo o nosso *rating* AAA.

Essa dívida nossa em reais, na página 36, não tem pressão de caixa no curto e médio prazo, a dívida está bem espalhada no tempo, uma dívida com custo bastante atrativo, 8,6%, e em reais, sem dívida em dólar, de médio e longo prazo. Então isso aqui também nos traz tranquilidade, e eu diria, uma fortaleza de crédito que também nos ajuda a crescer e a captar recursos de maneira rápida e barata.

E o plano de investimentos, finalmente, na página 37. Nós temos para esse ano ainda, um volume ainda importante de CAPEX para ser feito em Umburanas, Campo Largo e Pampa. Para o ano que vem isso reduz um pouco, vai bater R$ 1,3 bilhão no ano que vem, ainda um pouquinho em Pampa, transmissão também, e Umburanas, principalmente. E transmissão, o CAPEX principal começa após a licença ambiental, após toda parte fundiária e isso vai começar de verdade no fim do ano que vem apenas. Então, uma boa parte, a maior parte do CAPEX de Gralha Azul se dará no ano de 2020.

Último slide, página 38, nosso *payout* de dividendos, anunciamos 100% de distribuição no primeiro semestre. Ontem, no Conselho, a gente também anunciou os Juros Sobre o Capital Próprio, como fazemos todos os anos, e também anunciamos um dividendo intermediário de R$ 1 por ação, portanto, R$ 650 milhões, mais ou menos. Então com isso nós já anunciamos, para esse ano, cerca de R$ 2,2 bilhões em dividendos e JCP, mantendo com isso uma política bastante interessante de dividendos, além do crescimento prometido e contratado da empresa. A gente já tem já um crescimento contratado importante com Campo Largo, com Umburanas, com Pampa, mas dado o espaço no balanço a gente vê espaço ainda para seguir mantendo uma política interessante de dividendos.

Não é uma promessa aqui para ficar jogando para frente, mas a gente não tem a intenção de acumular caixa para ter caixa no balanço, a gente gosta de investir o caixa em bons projetos, mas também mantendo uma política interessante de dividendos.

Bem, com isso, eu gostaria de abrir para perguntas.

INÍCIO SESSÃO PERGUNTAS E RESPOSTAS

OPERADORA: 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.

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

SR. KAIQUE VASCONCELLOS: Bom dia a todos, obrigado pelo call. Eu tenho duas perguntas, primeiro se puder me falar um pouquinho de Pampa Sul, projeto que deve entrar em operação no segundo trimestre do ano que vem, eu queria saber como é que vai ser essa entrada em operação, quantas turbinas devem ser entradas em cada fase e em quanto tempo essa turbina deve ficar em teste até a operação comercial. E dentro desse tópico se tem alguma atualização dentro do processo de venda. E a minha segunda pergunta, é que no slide 27 vocês mencionaram os portfólios de projetos que vocês têm em desenvolvimento, então agora com a fase 1 de Campo Largo e de Umburanas, entrando já em operação até o início do ano que vem, eu queria saber qual vai ser a estratégia para esses novos projetos, se vocês devem seguir para o mercado livre, se vocês pensam em tentar adquirir um contrato mais de longo prazo, no regulado. Como é que vai ser o desenvolvimento desses projetos? Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olá Kaique, obrigado pelas perguntas. A primeira pergunta é sobre Pampa Sul. Pampa Sul só tem uma turbina de 345 MW de capacidade instalada, e a ideia é que a gente já comece a operação e testes com o primeiro fogo, já o primeiro fogo do *boiler* já em janeiro do outro ano, e a gente deve começar a operação e teste por volta do iniciozinho do segundo trimestre, isso são datas aproximadas.

Bom, o processo de venda do ativo a gente tomou a decisão de retomá-lo no momento em que a usina estiver operacional, não faz sentido gente ainda carregar algumas incertezas, em que pese a gente ter bastante confiança com relação a qualidade da usina em si, mas obviamente é muito melhor esperar um par de meses ou dois pares de meses para que a gente possa dar ao comprador a confiança de que o ativo que está operando e na qualidade e na performance desejada. Com relação ao nosso crescimento na parte de renováveis, a gente, a ideia nossa, nós já estamos desenvolvendo Campo Largo fase 2 para o mercado livre, a gente deve ter o *green light* para começar a contratação dos fornecedores e do construtor civil, do empreiteiro. A gente já está tomando posições de vendas no mercado, obviamente com a consciência de que isso precisa ser coberto por nova capacidade instalada ou por contratos com terceiros de longo prazo. Mas nós estamos otimistas para a gente conseguir tomar uma decisão de início da construção até o final desse ano. E nós temos, obviamente, outros parques, o parque de Santo Agostinho, Complexo de Santo Agostinho, a gente tem negociado também, está em final de negociação de uma nova área também próxima a Campo Largo e Umburanas. Nós temos

a segunda fase de Umburanas, e obviamente a gente vai perseguir condições de rentabilidade satisfatórias, que compensem o risco da atividade. Não vamos entrar no mercado regulado se ele não estiver oferecendo essas condições, se a gente achar que a rentabilidade está baixa. A gente tem uma capacidade de comercialização, que é um diferencial para nós, e se o mercado regulado estiver baixo nós vamos continuar desenvolvendo o mercado livre.

SR. KAIQUE VASCONCELLOS: Obrigado Sattamini. Só um *follow-up* em Pampa. Talvez seja melhor, a gente deva ver esse processo ser retomado, de venda, só em 2020, tem uns seis meses ali, um pouquinho mais, de operação, talvez essa não seja a hora ideal em 2019. Está correto esse pensamento?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Não, não. Nós estamos dizendo que em 2019 entra em operação. Muito provavelmente a gente vai estar intensificando o processo de venda. Aí vai depender quanto tempo que a gente vai precisar para fazer *due diligence*, avaliação, etc., pode ser que um *closing* aconteça só para 2020. Mas vai depender... hoje nós já tivemos alguns interessados, e a gente entendeu que existia uma diferença de visão com relação aos riscos, e a gente preferiu então assumir os riscos de construção até o final, para acabar com essa divergência. E estando operacional, a gente já tem alguns interessados que estariam aptos a recolocar uma oferta em um prazo muito curto. Então, pode ser que, inclusive em 2019, a gente tenha a possibilidade de fazer um *closing* de uma operação desse tamanho. Mas eu diria, de forma conservadora, sim, eu acredito que até 2020 a gente conclua a venda desses ativos.

SR. KAIQUE VASCONCELLOS: Está muito claro, Sattamini, muito obrigado.

OPERADORA: Nossa próxima pergunta vem do Sr. **André Sampaio**, do **Santander**. Senhor André, pode prosseguir.

SR. ANDRÉ SAMPAIO: Bom dia, eu gostaria de fazer uma pergunta sobre o futuro leilão de transmissão, qual a expectativa que vocês estão tendo para o leilão. E uma segunda pergunta sobre o GSF, o que vocês estão esperando dessa discussão que está tendo, que eles incluíram novamente no Congresso, e se vocês acreditam que isso poderia realmente ser passado ainda esse ano, ou se poderia ter algum problema por já ter sido negado no Projeto de Lei da Eletrobras.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Então, a primeira pergunta foi leilão de transmissão. Leilão de transmissão nós temos grandes expectativas, inclusive de que será um leilão parrudo. Ele teve agora o aumento dos investimentos ofertados, em função do Lote A, que foi retomado da Eletrosul, a Xangai, a operação com a Xangai não logrou êxito, então isso volta e deve constar também no leilão de dezembro. Então, é um leilão que vai apresentar boas oportunidades de investimento. Então, um volume de recursos tais que isso deve então nos dar a oportunidade de estar competindo. A gente, como vocês sabem, a gente é um investidor consciente, faz conta e oferece preços compatíveis, com o retorno de risco desse projeto. Então, devemos estar lá com alguns lotes de interesse e vamos partir para ser competitivos. Já estamos trabalhando para isso, analisando os lotes específicos e botando equipe em campo para verificar o melhor traçado para diminuir incertezas e

diminuir, obviamente, o número de contingências. Então, leilão de transmissão, estamos firmes.

E o GSF a gente ontem teve uma boa notícia, a notícia de que o PLS 209/2015, que tratava de multa de fornecimento de energia, qualidade de fornecimento de energia, estaria sofrendo, recebendo uma nova Emenda do GSF. A gente entende que isso é uma sinalização de que o GSF só não foi votado porque ele estava dentro de um PL, o PL 77, que falava sobre privatização de distribuidores na Eletrobras, que naquele momento não era um momento adequado, talvez a oposição mordida pelo primeiro turno das eleições, e aí acabou que o GSF, que é, na verdade, um consenso, e eu diria que independente de partido ou orientação política são medidas que foram concentradas entre os agentes para resolver a situação e desempatar, tirar as travas do mercado de curto prazo. Então, a gente entende que tem boas chances de a gente aprovar, num processo até rápido, dentro do cenário da Câmara de Deputados.

Agora, com relação também a ação que está sendo feita pela ANEEL, pelas executoras, ela é válida, ela olha para frente, ela tenta resolver também a exposição dos geradores, a exposição ao risco hidrológico dos geradores com energia de reserva. E eu acredito também que isso será mais uma boa novidade, uma boa ação que deve dar mais estabilidade para o mercado elétrico brasileiro.

SR. ANDRÉ SAMPIO: Muito obrigado. Só um complemento. Mas a questão dessa nova PEC, que foi incluída na PEC das multas, a minha dúvida, na verdade, é se vocês acreditam que o fato de ter sido rejeitado na PEC das distribuidoras, se poderia ter algum impedimento legal de ser incluído esse mesmo assunto, com um parecer muito parecido, dentro desse novo projeto.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Olha, eu diria, eu não sou advogado e especialista em processos legislativos, mas a minha percepção é que o senador Fernando Coelho, Fernando Bezerra, desculpe, ele não estaria colocando as fichas nesse mérito se não fosse possível, não é. Eu acho que ele deve ter bases legais para poder conduzir dessa maneira.

SR. ANDRÉ SAMPAIO: Não, perfeito, muito obrigado.

OPERADORA: Nossa próxima pergunta vem do Sr. **Marcelo Sá**, do **Banco UBS**. Senhor Marcelo, pode prosseguir.

SR. MARCELO SÁ: Oi pessoal. Acho que primeiro, seguindo essa pergunta sobre a solução do GSF. Não sei se eu entendi, a discussão agora é, incluindo esse outro PL, mas seriam nos mesmos moldes do que estava escrito no PL? Ou seja, as empresas pagariam o montante pendente em troca de tempo de construção? Se for isso, tem também aqui um comentário, uma notícia que saiu falando, enfim, dessa questão de acesso, que fala que o governo teria que pagar R$ 4 bilhões a CEMIG por conta do GSF retroativo dessas usinas que já foram devolvidas. Se você pode comentar mais um pouco de como seria essa solução. E a outra pergunta, dado isso que você falou da solução que a ANEEL está tentando desenhar para frente utilizando contas de reserva, pelo que eu entendi pareceu fazer realmente pouco sentido o dado que o custo de energia de reserva fique em torno de R$ 200, então eventualmente seria mais barato comprar esse *hedge* no mercado do

que contratar essa energia de reserva, porque quando o preço estivesse abaixo de R$ 200 a empresa na verdade estaria perdendo, ela ganharia quando ficasse acima o preço, mas perderia se ficasse abaixo. Então, se não fazia mais sentido cada companhia comprar no mercado esse *hedge*. Até que ponto isso pode ser tão melhor do que comprar no mercado esse hedge? Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá, você comentou várias coisas aí. Na verdade, a primeira coisa é sim, o GSF é a solução que está no PL 209/2015, é exatamente a mesma visão, de você, as empresas pagarem, liquidarem as suas contas agora e recuperarem pela extensão da concessão. Com exceção do artigo específico que seria para o atendimento das usinas que teriam tido a sua concessão já vencida, e que essas então parecem que saíram dessa nova Emenda. Então, isso é o que difere do que estava no PL anterior.

Com relação ao outro assunto. Com relação a solução da ANEEL, você tem razão, o preço de energia de reserva é elevado, mas essa discussão ainda está em curso. Estou plenamente de acordo, a maneira de se proteger, é mais barato você ter outro tipo de proteção através de compra ou de construção de energia própria, compra de energia de reserva ou construção de capacidade própria para se proteger é mais barato, mas essa discussão está em andamento. Os geradores foram solicitados a apresentar contrapropostas que possam fazer com que tenham mais ou menos o mesmo controle, mas que possam ser implementadas de forma vantajosa para o mercado como um todo. Então, isso é uma discussão em andamento, porque a gente olha o que é positivo, e a ANEEL está preocupada em ajudar, em encontrar soluções para riscos hoje que talvez estejam mal alocados, ou estejam além dos riscos normais de operação de uma hidrelétrica.

SR. MARCELO SÁ: Está ótimo. Então, assim, só para entender, dado que a primeira solução seja extensão de concessão em troca do pagamento do montante pendente, você sabe se tem alguma discussão no governo desse pagamento ser de certa forma financiado? Porque eu acho que tem algumas empresas que tem um montante grande que teria que ser desembolsado. E se esse montante será financiado, vai ser financiado pelo cara que tem o direito a receber esse crédito, ou seria algum tipo de financiamento dado pelo consumidor, que aí obviamente teria algum tipo de impacto em tarifa?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu acredito que essa discussão, nós não estamos nessa discussão porque nós estamos com as nossas contas em dia. Mas o que a gente sabe é que as grandes empresas, os grandes devedores, ou a maior parte deles, fez as suas provisões, tem recursos em caixa, não teriam problemas para levantar os recursos para efetuar o pagamento, são empresas com qualidade de crédito muito boa. Existem sim, a gente ouviu falar de alguns com uma certa dificuldade, e eu acredito que isso vai ser tratado caso a caso e o governo vai estar olhando de uma forma favorável para tentar ajudar essas empresas a honrarem as suas obrigações. Não é, que eu saiba não tem nada na discussão que seja uma ação generalizada, mas esse assunto deve ser tratado caso a caso, não é.

SR. MARCELO SÁ: É, no caso de vocês, como você falou que não tem nenhuma conta pendente, vocês entendem que a ENGIE, essa parcela relativa ao mercado livre ela

também teria direito a uma extensão de concessão para esse GSF retroativo, ou isso aplicaria somente para as companhias que estão com liminar em discussão?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Isso já foi, nós já superamos essa discussão com o governo na época, quer dizer, o governo tem que tratar as empresas de forma isonômica. Elas estavam no mercado livre, elas vão ter um atendimento agora, e a parcela do mercado livre daquelas empresas que fizeram acordo também estará sendo tratado na mesma condição. Você não pode tratar empresas de forma diferente, isso acarretaria aí nova judicialização. Então, isso foi uma das coisas que foram discutidas lá atrás e que a medida, a Emenda que altera, que está sendo apresentada agora, que é essa parecida com a que foi apresentada anteriormente, já tratava dessa forma.

SR. MARCELO SÁ: Está ótimo, perfeito. Muito obrigado.

OPERADORA: Nossa próxima pergunta vem do Sr. **Vinícius Tsubone**, do **HSBC**. Senhor Vinícius, pode prosseguir.

SR. VINÍCIUS TSUBONE: Olá, bom dia e obrigado pela oportunidade. Recentemente um jornal reportou que a ENGIE estaria estudando projetos de armazenagem de gás no Brasil, lá no Nordeste. Gostaria de saber se a ENGIE Brasil Energia também estaria avaliando tais projetos ou se isso ficaria restrito ao seu *parent*. Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá. A gente, na verdade, tem um projeto que a gente está analisando aqui no sul, na verdade seria no Porto, próximo ao Porto São Francisco do Sul, que é no Terminal de Itapoá, junto com uma empresa operadora de *storage*, de *floating storage*, de navios de regaseificação de LNG, com uma ancoragem de uma térmica nossa que fica em Garuva, aqui no estado de Santa Catarina. Isso é o que existe, tem até no nosso *pipeline*. E aí talvez houvesse sim uma participação cruzada, nós no Terminal e eles na nossa térmica.

Agora, a ENGIE Brasil, a ENGIE no mundo ela é uma grande operadora de LNG, uma grande operadora de terminais, e faria sentido se ela tivesse que avaliar uma potencial entrada nesse mercado. Se isso for feito existe, obviamente, uma discussão se nesse novo mercado a gente entraria através da ENGIE Brasil Energia, que é a nossa empresa listada aqui, ou se a ENGIE entraria nesse mercado de forma direta. Com isso não conflita com a nossa atividade do dia a dia, na verdade ela poderia tomar a decisão de alocar essa atividade em qualquer um dos dois lugares, dentro ou fora da empresa listada. Eu não sei se eu respondi.

SR. VINÍCIUS TSUBONE: Sim, sim, respondeu. Só um *follow-up*. Seria, então para esse projeto ir adiante nós teríamos que ver algum leilão no mercado regulado, e aí vocês entrariam com essa térmica nesse leilão, e aí todo o projeto seria desenvolvido, seria isso?

SR. EDUARDO SATTAMINI: Sim, sim. Essa, as térmicas elas requerem que a gente tenha uma venda no mercado regulado. Ela não dá para você ter uma térmica no mercado livre, térmica no mercado livre não tem competitividade, ela precisa ter um contrato de longo prazo, um contrato de capacidade, para que ela possa se manter e ser viável.

SR. VINÍCIUS TSUBONE: Certo. Entendi. Obrigado.

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

Mais uma vez, para fazer uma pergunta, basta digitar asterisco 1 (*1).

Nossa próxima pergunta vem do Sr. **Marcelo Sá**, do **UBS**. Marcelo, pode prosseguir.

SR. MARCELO SÁ: Pessoal, aproveitando aí que dá para fazer mais uma outra pergunta, eu queria perguntar um pouco de TAG, se vocês têm alguma previsão de quando o STF vai julgar a liminar do Lewandowski, se isso pode acontecer esse ano, ou seria algo só para o ano que vem. E aí assim, a gente teve matéria no Bloomberg falando que ia ter um consórcio que seria formado por vocês e um fundo canadense, que teriam até levado a proposta para R$ 9 bi. Mas o que eu queria entender é, eu entendi pela matéria que os outros competidores têm uma chance também de alterar a proposta, mas que vocês eventualmente teriam direito de preferência no final. Vocês têm direito de preferência? Só para eu entender um pouco de como seria essa estrutura do que dá para falar e expectativas sobre a liminar. Obrigado.

SR. EDUARDO SATTAMINI: Vamos lá. O processo é um processo desenhado pela Petrobras onde o ofertante preferencial tem a oportunidade de negociar os aspectos contratuais, que é o *shareholders agreement*, que a Petrobrás continua, é o contrato de operação com a Transpetro, que tem prazo de validade, e obviamente o valor do SPA (*Sales and Purchase Agreement*). Isso feito, essas condições vão ser apresentadas aos demais ofertantes e vai ter uma nova rodada de oferta de preço, dentro daquelas condições discutidas pelo ofertante preferencial. Então, esse é o processo, o processo está parado por liminar, a gente acredita que isso está nas mãos da Petrobrás em desenrolar esse processo, e eu acredito que deva ser desenrolado aí nos próximos meses, a gente não tem precisão de quantos porque isso depende de algumas ações legais ou de interpretação legal, ou de uma ação da própria AGU. Então, a gente não tem a certeza de quando esse processo será retomado. Mas sendo retomado isso com certeza vai acontecer, término da discussão dos documentos contratuais, que até onde eu sei estão bastante adiantados, faltava muito pouca coisa. Aí um prazo para a apresentação dessa documentação para os outros concorrentes, e aí uma nova rodada de oferta. Isso deve levar a gente para uma transação não antes ali de, sei lá, janeiro, fevereiro, março do ano que vem, de qualquer maneira, mesmo se a gente tivesse retomado essa discussão agora em meados do mês de novembro. Então, o Carlos Freitas quer complementar alguma coisa?

SR. CARLOS FREITAS: Não, só para complementar que de fato, do momento em que o processo for retomado, e vai levar acho que pelo menos uns três meses até ser sacramentado numa AGE, no caso da Petrobras tem que passar por uma AGE, aqui também vai ter que passar por uma AGE, então isso não é coisa para ser fechar rapidamente. E agora em relação a valores e sócios, parceiros, etc., isso aí é rumor de mercado. E rumor de mercado a gente não comenta, o jornal diz que o grupo da ENGIE aumentou o cheque... Isso aí é rumor de mercado e sobre isso não tem nada a falar.

SR. EDUARDO SATTAMINI: E nem podemos.

SR. CARLOS FREITAS: E nem podemos.

SR. CARLOS FREITAS : Agora, a informação da TAG, o tamanho da TAG é público. A TAG é uma empresa que teve um Ebitda, no ano passado, de cerca de R$ 4 bi. A gente, o que também podemos falar, é que a gente, no nosso grupo de empresas, a ideia é que ninguém controle nada. Então, a gente não vai ter essa, uma posição controladora, portanto, consolidando esses investimentos. É isso que eu posso falar por enquanto.

SR. MARCELO SÁ: Está ótimo. Só tirando uma dúvida da própria companhia até da TAG, não é do *bid* ou nada específico de vocês, porque não está público. O que me chama a atenção ali, eu tive *call* com a Petrobrás e não ficou muito claro para mim, quando você olha para os contratos que você tem no gasoduto, são vários contratos diferentes, com duração diferente, e preços por metro cúbico, por capacidade, bem diferente. E pelo que eu entendi não existe nenhuma condição específica de como vai ser feita a renovação desses contratos, ou seja, que pode ter uma incerteza muito grande do Ebitda na companhia no futuro.

Nessa discussão que eventualmente vocês estão tendo, ou que a Petrobrás está aberta eventualmente a fazer, vai ter de forma clara e escrita como seria essa renovação, ou isso vai ser um risco ou uma alguma coisa que vai ser definida só lá na frente?

SR. CARLOS FREITAS: Vamos lá. De fato, existem vários contratos de transporte de gás, o GTA (*Gas Transportation Agreement*), tem um curtinho, pequeno, que vence agora, que não é muito relevante, mas tem cinco contratos de tamanho relevante, de médio e longo prazo, o mais curto vence no fim de 2025. E os outros quase todos de 2030 em diante. E são um preço definido, não tem risco de volume de gás, portanto é um *ship or pay* que a Petrobrás paga. Esses contratos hoje eles estão, eles foram feitos dentro de casa, dentro da Petrobrás, mas já tem um arcabouço regulatório para a renovação e para a definição da tarifa futura desse contrato como negócio regulado que é. Ou seja, já tem um arcabouço regulatório com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), que seriam as reguladoras, que definem como vai ser feito o processo, que é um ativo, é um caso regulatório clássico, você vai ter a tua base de ativos eficiente, o teu *opex* regulatório, que é o teu *opex* eficiente, e uma discussão de *wacc*. Então, e essa discussão já está ocorrendo agora na TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil), está começando agora na TBG. A TBG que traz o gás da Bolívia, está na posição. Um dos contratos da TBG termina no fim do ano que vem.

Então, ao longo do ano que vem vai ter todo um processo regulatório para a definição da nova tarifa de TBG. E já tem audiência pública, já tem toda uma discussão para definir isso. Mas é uma discussão regulatória clássica, assim como faz a distribuidora de energia elétrica no qual a gente acha que o *wacc* vai ser A, B ou C, tem uma lógica econômica que a gente, no nosso caso vai ser aplicado só se a gente comprar a TAG de fato, só daqui a sete anos. Mas é uma lógica assim, não tem certeza de qual é o número daqui a sete anos, no primeiro contrato. Mas o arcabouço regulatório já está bem claro.

SR. MARCELO SÁ: Está ótimo. Só uma dúvida: quem regularia seria a ANP, no caso, que faria essa regulação? Essa é uma das perguntas. E a outra seria se vocês, olhando para

frente, sei lá, com alguma simulação que vocês fizeram, sei lá, de *wacc*, de quanto seria a base de ativo de discussão, se vocês veem muita chance de *downside* do preço médio desses contratos, ou se seria alguma coisa mais parecida com o que vocês avaliam? Sei lá, só como a gente está montando um modelo, tentar ver uma referência que faça sentido para a gente assumir na renovação.

SR. CARLOS FREITAS : De fato a ANP é a agência reguladora, desde sistema, e a gente quando, nós temos a nossa própria maneira disciplinada e conservadora de avaliar projetos. Então, eu não posso te falar como é que a gente faz a conta, se vai haver uma redução, ou manutenção, ou aumento de preço futuro, mas a gente, eu diria que é uma empresa conservadora e tudo isso no final se traduz em preço.

SR. EDUARDO SATTAMINI : Talvez, Marcelo, tentando ajudar, olha que o ato regulatório que está sendo sugerido pela TBG, as condições, como é que é a sua formação, está dentro da sistemática e para frente isso vai ajudar a dar uma ideia de como modelar.

SR. MARCELO SÁ: Não, está ótimo pessoal. Obrigado aí.

SR. CARLOS FREITAS : Nada.

OPERADORA: Novamente, para fazer uma pergunta, favor digitar asterisco 1 (*1).

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

SR. EDUARDO SATTAMINI: Eu queria agradecer a participação de todos, as perguntas que nos propiciaram oportunidade de esclarecer a nossa operação, a nossa estratégia de crescimento, os principais projetos que a gente está envolvido. E aguardá-los aí para o próximo trimestre, o fechamento do ano, que a gente tenha aí boas novidades também. Obrigado.

OPERADORA: A audioconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, tenham um bom dia e obrigada por usarem Voitel.