ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
AQUISIÇÃO CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS
1º DE NOVEMBRO DE 2023 – 17H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Boa tarde. Estamos iniciando agora a videoconferência da ENGIE Brasil Energia onde serão discutidos os principais pontos sobre a assinatura do contrato de aquisição dos conjuntos fotovoltaicos divulgado ao mercado na segunda-feira dia 30. Sou Adriana Wagner, Analista de Relações com Investidores da Companhia, e gostaria de fazer alguns avisos antes de iniciarmos a videoconferência.

Neste momento, as pessoas conectadas estão no modo ouvinte. Mais tarde, quando abrirmos a sessão de perguntas e respostas, os participantes poderão enviar seus questionamentos pela ferramenta de Q&A do Zoom. Cabe lembrar que esta videoconferência está sendo gravada.

Antes de prosseguir, esclarecemos que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência 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. Lembrando que esta apresentação foi disponibilizada na CVM minutos atrás.

Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-lo por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Para comentar sobre a aquisição dos conjuntos fotovoltaicos, estão conosco hoje Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores.

Agora, eu passo a palavra ao Takamori, para iniciar a apresentação. Takamori, por favor, pode prosseguir.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Olá. Boa tarde a todos. É um prazer estar com vocês aqui. Como a Adri falou, nós divulgamos um fato relevante na segunda-feira referente a essa operação que a gente denominou como Cruzeiro. Ela tem um preço de compra de R$ 2,3

bi mais um endividamento líquido de cerca de R$ 1 bilhão, totalizando o valor de aquisição de R$ 3,2 bilhões — isso já está no Fato Relevante.

Ocorre que, como a gente tem uma operação com uma característica um pouco peculiar, com o ativo contratado e já em operação, a gente decidiu abrir esse espaço de troca aqui com vocês para trazer um pouco mais de informação e de cor para a operação.

Nesse sentido, a gente já passa para o Rafael, para fazer um *overview* dos ativos. Pode continuar, Rafael?

SR. RAFAEL BÓSIO: Aquele clássico erro de não tirar do mudo… Boa tarde a todos, e obrigado, Taka. Pessoal, agradeço a atenção de vocês. Vamos fazer aqui uma breve revisitada nas principais características dos ativos que foram objetos dessa aquisição.

Acho que primeiramente é bom ressaltar que a capacidade instalada em megawatts-pico é de 661 MWp, que equivalem a 545 MWac de corrente alternada. Isso é importante ressaltar porque a gente viu que houve um pouco de confusão quanto a isso em algumas análises. Isso é um fato importante e que pode levar a uma impressão de um CAPEX por megawatt instalado maior do que efetivamente foi pago. Isso é uma questão.

Outro fator é que, mesmo assim, mesmo utilizando o número correto, isso não é uma boa referência, pois a gente está falando de projetos já contratados. Portanto, o valor da aquisição embutiu um prêmio sobre diversos fatores além do CAPEX em si e, então, mesmo chegando num número mais correto, não é o múltiplo mais correto para se utilizar de meio de comparação.

Acho que outro ponto que é bom citar é que são ativos localizados em Minas, Bahia, Ceará, então… na Região Nordeste, próximos de outros ativos que a gente tem. São ativos contratados. Nós abrimos no Fato Relevante o valor dos PPAs no ambiente regulado. Eles têm uma média… os ativos contratados no leilão de reserva, uma média de R$ 435/MWh; e, no leilão de energia nova, acima de R$ 180.

Naturalmente, a gente não pode abrir o preço do projeto contratado no ambiente de contratação livre, porque existe cláusula de confidencialidade com o nosso cliente, mas a gente pode observar que é um projeto de autoprodução.

Ressalto ainda que esses preços, eles são preços-base dezembro de 2022 e, então, precisam ainda ser reajustados até a presente data.

Vou devolver a palavra para o Takamori, porque ele pode comentar mais sobre esses e outros pontos que ajudam um bom entendimento e um maior aprofundamento de vocês sobre essa aquisição. Takamori, a palavra está contigo agora.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok. No próximo slide, eu queria resgatar um ponto que o Rafael comentou, que é a sinergia com os nossos outros ativos. Aqui, vocês vão ver uma nuvem de cores, de bolinhas de diferentes cores, mostrando qual é o nosso *footprint*. A gente está espalhada no Brasil todo, e vale notar que esses pontos em amarelo são os ativos que a gente está adquirindo nesse momento — esses fotovoltaicos aqui. E vocês vão ver que, tanto no Ceará quanto na Bahia e em Minas, nós temos ativos já operacionais também: já temos equipes, já temos administrativos e tal.

Então, isso mostra, é evidente, que a gente tem uma sinergia operacional gigantesca com a integração e é totalmente integrada com o portfólio da EBE. A gente acabou de concluir a venda de um ativo termelétrico também, aliviando o nosso time e, consequentemente, é natural que esse capital recycling permita que a gente assuma novos ativos em operação sem onerar mais ainda a nossa estrutura de custo.

Vale lembrar também que são ativos totalmente operacionais — isso, o Rafael já falou. Isso naturalmente já traz contribuições imediatas para o resultado da Companhia: alto nível de contratação no longo prazo a preços bem interessantes indexados à inflação.

Então, isso é muito em linha com o que a gente tem falado nesses últimos trimestres na divulgação de resultado, que se, por um lado, a gente tem um pouco mais de cautela no desenvolvimento de projetos *greenfield* a partir de agora, em função das condições de mercado, esse projeto aqui faz muito sentido, porque tem sinergia e está muito contratado.

Então, a gente acredita que no momento em que houver a descontratação, quando acabarem esses contratos de longo prazo — isso em 38, 40 e 42 —, a gente acredita que já vai ter um equilíbrio de mercado e o preço de longo prazo vai refletir ou vai estar fortemente correlacionado com o preço de expansão e, então, naturalmente, muito acima do preço que a gente vê hoje no curto prazo.

Aqui, a gente adicionou uma tabela com a estrutura que… Esse também é um ponto bastante sensível e que gera bastante valor para o projeto, que ela tem já dívida contratada tanto com o BNB, em um valor de um pouco mais de R$ 1 bilhão, a IPCA + 2,36%, e uma debênture também, no montante de R$ 212 milhões, a IPCA + 4,4%. Isso gera uma dívida bruta de R$ 1,2 bilhão, mais ou menos, contratada a uma taxa média

de IPCA + 2,7%. Vale observar que isso é muito mais eficiente do que uma contratação de dívida nos dias de hoje. Isso gera um valor bastante elevado também e que, naturalmente, é impossível de antecipar ou prever sem que a gente fizesse esse *disclosure* aqui. Então, isso é muito relevante.

Outro ponto que eu queria comentar, além do preço de longo prazo, é o desconto de fio. Todos esses projetos, eles têm um direito de desconto de fio tanto do lado do gerador quanto repasse para o consumidor final, e a gente acredita que no longo prazo a disponibilidade de projetos incentivados vai se reduzir à medida que os projetos forem tendo suas concessões e suas autorizações finalizadas, chegarem a termo.

Isso faz com que se tenha um balanço cada vez mais apertado da disponibilidade de projetos de fonte incentivada e a demanda por esse recurso. Isso faz com que o prêmio de fonte aumente ao longo do tempo. Isso não vai acontecer imediatamente. A gente sabe que tem uma sobreoferta de projetos incentivados, mas, naturalmente, isso ao longo do tempo vai se elevando, e isso cria valor também.

Um outro ponto que a gente comentou aqui é das características das dívidas atuais, que têm uma taxa muito interessante, mas vocês devem imaginar que, pelo fato de os ativos estarem muito contratados, ainda tem espaço para uma alavancagem adicional. Isso faz com que, naturalmente, a gente vislumbre um aumento de retorno. O nível do projeto já está definido pela receita e pelo setor de custos, mas a gente consegue fazer essa otimização da estrutura de capital também, adicional.

E, em relação à alavancagem, também vale lembrar que a gente fez um comunicado ontem mostrando que a Fitch reafirmou o nosso *rating* AAA. Isso vale a pena mencionar também.

E, por fim, queria reforçar que a Engie continua tendo uma atenção muito grande à disciplina de alocação de capital, retorno financeiro, gestão de riscos, e a gente confirma aqui que esse projeto, ele obteve *double-digit return* em termos reais e seguiu todos os critérios do Grupo de retorno e de gestão de risco, então a gente está muito confortável e muito feliz de ter tido a oportunidade de ter acesso ao projeto de uma forma tão sinérgica e que casasse tão bem com o nosso portfólio existente.

Rafael, gostaria de complementar alguma coisa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Não, acho que faltou pouco para complementar, Takamori. Nesse momento, acho que a gente poderia já abrir para perguntas e respostas. Acho que a

gente tem uma pergunta, né, Adriana? Não sei se a gente já pode respondê-la, Taka — é sobre endividamento.

SRA. ADRIANA WAGNER: Sim. A gente até hoje já comentou sobre isso, Taka. Se você puder complementar alguma coisa mais, mas acho que a gente já comentou sobre isso.

A pergunta vem do Guilherme Lima, do Santander, e ele fala: "Poderiam comentar um pouco sobre o que consideraram de potencial de realavancagem do ativo e qual é o custo de dívida? Como funcionaria o cronograma de amortização da dívida atual a um custo mais baixo e o levantamento de uma nova dívida potencialmente a um custo de dívida maior?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: É uma pergunta boa, Guilherme. Na verdade, a gente não pode divulgar muito detalhe nesse momento, mas, naturalmente, você tem tanto a opção de fazer isso no nível da controladora… então, assim, você pode financiar o *equity* disso aqui. Então tem várias formas possíveis de fazer isso.

O fato de a gente fazer uma alavancagem adicional com um custo superior a isso aqui não é um problema em si, desde que o custo da dívida seja menor que o meu custo do *equity*. Então não é um problema: você aumenta o retorno do acionista quando você faz isso, mesmo aumentando o custo médio da dívida. Não vejo problema aqui. Você deve estar acompanhando como isso é desafiador hoje em dia, mas isso, naturalmente, foi precificado na nossa compra.

SRA. ADRIANA WAGNER: Bom. Obrigada, Taka. Tem mais uma pergunta agora. Se o pessoal quiser fazer perguntas, é só endereçar pelo Q&A do Zoom. A gente recebeu uma pergunta da Naiane Mendes. Ela está perguntando se este vídeo estará disponível no site de RI. Sim, Naiane, vai ficar disponível depois da gravação do *call*.

A próxima pergunta vem do Felipe Moura, da Vinci Partners, e ele está perguntando se a gente poderia comentar sobre a premissa de recontratação da energia pós PPA, qual o patamar de preço de energia implícito.

SR. RAFAEL BÓSIO: Pergunta de milhões. Né, Takamori?

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente não pode comentar, Felipe. Eu comentei um pouco o racional do que a gente tem de condições macro, mas, naturalmente, cada casa tem a sua visão de longo prazo e não é nossa prática divulgar esse preço de longo e longuíssimo prazo.

O nosso racional aqui é que, de fato, os efeitos do excesso de subsídios vão cessar em algum momento e que em algum momento também você vai ter esse reequilíbrio entre oferta e demanda, o que faz com que o preço de operação, ele, de certa forma, converse com o preço para o desenvolvimento de um novo projeto.

A gente sabe que isso é sazonal, mas, assim como a gente já faz há 20, 25 anos aqui na Engie, uma boa gestão de portfólio consegue extrair valor e transformar isso em valores médios, e ter o momento adequado para contratar é importante. Isso aí já passa a ser a operação normal do nosso portfólio.

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, se eu puder complementar e reforçar — você citou isso —, ela está contratada no longo prazo. Existe uma descontratação mais adiante, então temos bastante tempo ainda para recontratar, para contratar esse adicional de capacidade comercial desses projetos a preços, por exemplo, muito maiores do que… a gente acredita que podem ser preços maiores do que a gente vê hoje, por exemplo. Não é, Takamori?

Então a gente tem bastante tempo. É uma vantagem efetivamente esses projetos estarem contratados no longo prazo, e, quando chegar o momento certo, a gente pode fazer um movimento e contratar a capacidade comercial restante desses ativos.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Isso. E, se a gente resgatar o slide que o Rafael apresentou, vocês vão poder confirmar que o primeiro contrato que expira é em 2037. Depois, o segundo é em 38; depois 41, 42… Então são pelo menos 15 anos de tempo para que o mercado se reestabilize. É tempo mais que suficiente. A gente acha que vai demorar bem menos que isso.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta vem do Luís Mussili, da JGP, e ele está perguntando: "Dado o nível de preço elevado dos contratos, qual o nível de margem EBITDA razoável para o ativo?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: Luís, a gente não costuma divulgar isso em detalhe. Naturalmente, esses projetos vão entrar no nosso portfólio assim que a gente conseguir ter o *closing*, então, considerando que as condições, as CPS (condições precedentes) são muito tradicionais aqui de mercado, a gente imagina que isso aconteça em breve. Isso vai ser integrado no nosso portfólio e, eventualmente, você vai poder ver a avaliação do nosso portfólio, mas a gente não costuma divulgar isso por ativo.

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, também, para complementar, o pessoal do *sell side* está no *call*. A gente viu alguns relatórios que foram emitidos, e eles têm as estimativas de nível de EBITDA que podem servir como referência para você também. Não posso avalizar nenhuma delas, mas também a gente não pode abrir o nosso, porque mais para a frente isso pode ser usado contra nós em outro *deal*, né, Taka?

SR. EDUARDO TAKAMORI: É. Inclusive, a própria Fitch, ontem no reforço dela de *rating*, ela deu alguma referência também…

SR. RAFAEL BÓSIO: Exato.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Na mesma linha, o nosso *disclaimer* aqui: a gente não pode avalizar nenhum deles, mas tem diversos números também que já estão sendo gerados.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta é do Victor Burke, do J.P., e ele gostaria de perguntar se a gente pode detalhar o regime tributário das plantas.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Victor, acredito que seja tudo lucro presumido, mas vou ficar devendo essa. Mas é quase certeza que é tudo presumido.

SRA. ADRIANA WAGNER: A próxima pergunta é do Bruno Oyamata, do Morgan Stanley, e ele tem três etapas aqui. Vou fazer a primeira e depois retorno com as outras, Taka. "O *double-digit* retorno em termos reais que comentaram é alavancado e *post taxes*?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: Sim.

SRA. ADRIANA WAGNER: Na próxima do Bruno, ele pergunta como foi o processo competitivo para esse ativo, se teve muitos participantes, e, por fim, como ficaria a perspectiva de dividendos para 2023 e 2024.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Naturalmente, a gente não pode dar muita abertura do processo competitivo, mas o que a gente pode falar é que a Engie, ela sempre monitora oportunidades de mercado, oportunidades de crescimento, e, quando essa oportunidade apareceu, a gente a analisou com muita atenção e diligência e tempestivamente, o que permitiu que a gente conseguisse se posicionar adequadamente, mas foi uma operação bastante típica de mercado.

E a segunda parte, sobre dividendos. Naturalmente, a gente já tinha antecipado isso nos

trimestres anteriores: nesse momento de uma série de investimentos, é natural que a gente veja melhor a estrutura de capital, e isso também passa por avaliar o nosso *payout*.

Então vale lembrar também que o nível de *payout* é definido pelo Conselho de Administração, mas, considerando essa operação relevante que vai exigir R$ 2,3 bi de capital aqui no curto prazo, é natural que a gente recomende para a Administração da Empresa, o Conselho de Administração, que a gente mantenha o *payout* de 55% esse ano.

Para o ano que vem, é outra história; tem muita coisa que pode acontecer. A gente, naturalmente, está fazendo uma análise bem mais profunda da estrutura de capital da Empresa, mas a gente está num nível confortável ainda e tem várias opções aqui para equacionar todo o nosso comprometimento, o nosso compromisso de investimento.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Giuliano Ajeje, do UBS, e ele pergunta: "Como vocês consideraram o descasamento entre a geração solar que acontece no final da tarde com a elevação da demanda que acontece até o início da noite? Essa observação tem sido muito importante nos últimos dias, já que esse *gap* está sendo coberto pela geração térmica. No caso da análise de vocês para a precificação desses parques, vocês consideram a necessidade de compra de energia? Qual o *gap* de preço?"

SR. EDUARDO TAKAMORI: Giuliano, ótima pergunta também. É um ponto de atenção que, infelizmente, também é decorrência do excesso de empreendimentos em implantação, e essa questão do descasamento, ela tem duas vertentes: uma é energética e a outra é em preço.

O fato de você ter um excesso de geração solar e uma demanda limitada faz com que você tenha uma limitação de geração, e isso está precificado — a gente considerou isso no nosso *valuation*. Cada casa também, naturalmente, vai ter uma ideia de como é que isso vai evoluir ao longo dos anos. A gente tem a nossa premissa bastante razoável aqui de *curtailment* para esses projetos — muito razoável, muito racional.

E o outro efeito é em preço. O preço, ele é um pouco mais difícil de prever e não tende a ser tão relevante assim, porque o preço desses últimos dias foi provocado por um excesso de manutenção e uma série de características que são mais conjunturais do que estruturais.

Você tem, de fato, uma sobreoferta, um excesso de geração solar, mas, em geral, você não precisaria ter esse descasamento coberto com geração térmica. Isso poderia ser com

água, tranquilamente — com as hidrelétricas —, só que, nesses últimos dias, tinha uma quantidade muito grande de hidrelétricas em manutenção, pelo que — pela nossa análise preliminar aqui —, pode ter um outro *driver* importante aqui, mas a gente vê que isso é provocado principalmente pela indisponibilidade de água e de potência nas hidrelétricas, potência disponível nas hidrelétricas, tem uns dois ou três fatores que culminaram com esse descasamento de preço também bem grande, mas não tende a ser uma coisa tão representativa assim em regime permanente.

SR. RAFAEL BÓSIO: Acho que não temos mais perguntas, né, Adri?

SRA. ADRIANA WAGNER: Não. Obrigada, Taka. A gente não tem mais perguntas aqui, então eu devolvo agora a palavra para o Takamori e para o Rafael, para as considerações finais.

SR. RAFAEL BÓSIO: Deixe eu falar antes do Taka. É só agradecer e reforçar que o time de relações com investidores continua à disposição aqui para atender vocês, tirar as dúvidas e poder ajudá-los na compreensão não só desse *deal* mas também de toda a estratégia e dos planos da Companhia. Taka, ficam contigo agora as palavras finais. Obrigado.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Beleza. Primeiro, Rafa, constatar que foi muito acertada a nossa decisão de disponibilizar esse canal de conversa — temos 82 participantes agora aqui nos acompanhando, então mostram que têm interesse no assunto. Isso, acredito que vai acalmar um pouco o coração de todo o mundo aqui com essas informações adicionais.

E a última mensagem é que, no começo da semana que vem, a gente já tem a divulgação de resultados, e espero todos vocês lá terça-feira, no nosso *call*.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa-tarde.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Abraço, pessoal. Bom feriado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Bom feriado a todos. Abraço.