ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
SCRIPT DA TELECONFERÊNCIA COM WEBCAST
RESULTADO DO PRIMEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2021
06 DE MAIO DE 2021 – 11H00

SR. RAFAEL BÓSIO: Olá, bom dia! Sejam bem-vindos e bem-vindas a videoconferência de resultados do primeiro trimestre de 2021 da ENGIE Brasil Energia. Eu sou Rafael Bósio, gerente de Relações com Investidores da Companhia. Gostaria de ressaltar que para que possamos interagir melhor com vocês, sem máscaras e em segurança, eu e o Malta estamos em salas individuais, e naturalmente respeitando os protocolos de saúde e segurança. As pessoas conectadas pelo telefone estão no modo ouvinte agora, mais tarde quando abrirmos a sessão de perguntas e respostas os participantes poderão enviá-las tanto pelo telefone, que terão prioridade na ordem nessa fila de perguntas, como também pelo chat da plataforma. Cabe lembrar que essa videoconferência está sendo gravada. Disponibilizamos em nosso site os arquivos da apresentação e do release de resultados onde são divulgadas análises detalhadas das variações entre os períodos.

Antes de prosseguir, quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência relativas às perspectivas do negócio 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.

Me acompanham hoje o **Marcelo Malta**, nosso Diretor Financeiro, para também comentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia no primeiro trimestre de 2021. Lembramos ainda que jornalistas que desejarem fazer alguma pergunta podem fazê-lo por e-mail, enviando à Assessoria de Imprensa da Companhia.
Então agora, eu passo a palavra para o **Sr. Malta.** Malta, por favor, pode prosseguir.

SR. MARCELO MALTA: Bom dia pessoal, muito obrigado por participarem dessa conferência de apresentação do resultado do primeiro trimestre de 2021. O Sattamini infelizmente não poderá participar, ele pediu desculpas, mas ele acabou sendo convocado de última hora para uma reunião importante. Então eu e o Rafael vamos nos dividir aqui nessa apresentação.

Então, vamos começar no Slide 05, pelos nossos principais destaques e *drivers* do trimestre. Então, começando pelos efeitos positivos que ajudaram na performance desse trimestre eu destacaria uma maior geração de fonte eólica. Então nós tivemos uma melhoria significativa das condições de vento. Então isso nos permitiu uma receita adicional importante. Tivemos uma redução do volume de compra de energia, isso deve-se principalmente à nossa estratégia de alocação da nossa energia. Tivemos também uma contribuição do segmento de transmissão em função do avanço das obras de Gralha Azul e Novo Estado. A TAG contribuiu de forma importante para o nosso resultado desse ano, na sequência nós vamos comentar um pouquinho mais sobre o resultado da TAG. Tivemos um evento que a gente pode considerar como não recorrente nesse trimestre, que foi basicamente o complemento daquela receita que nós constituímos em 2020 relativa a recuperação dos impactos do GSF no passado. Então, em função da atualização dos cálculos pela CCEE nós acabamos agregando uma receita de R$ 52 milhões.

Tivemos também o impacto da inflação nos nossos contratos de venda de energia. Nós temos uma grande parte dos nossos contratos indexados ao IPCA. Nós temos também um volume significativo indexados ao IGPM. Sob o ponto de vista de impactos negativos tivemos uma elevação significativa da nossa despesa financeira em função da elevação dos índices inflacionários, principalmente o IGPM, que é o indexador de algumas de nossas concessões a pagar. E nesse trimestre, por conta dessa pressão inflacionária, nós tivemos um impacto significativo que trouxe como consequência uma redução do nosso lucro líquido.

Tivemos também impacto negativo do GSF no trimestre de 2020, o GSF foi em torno de 1 e nesse trimestre em função da hidrologia ruim ele se agravou e foi de aproximadamente 87%. Tivemos também uma redução da quantidade de energia vendida em função ainda dos impactos da pandemia. E por fim uma elevação do custo de combustível, principalmente o carvão, por conta da elevação da geração termelétrica que nós tivemos nesse trimestre.

Na parte direita do slide nós destacamos os principais itens que contribuíram para a elevação do Ebitda, que no comparativo entre os trimestres foi de 30, quase 30%. Então esses principais impactos foram a compra de energia de R$ 167 milhões, como mencionado, tivemos uma redução da compra de energia. Os impactos da margem de transmissão, TAG agregou R$ 72 milhões para o nosso resultado. Aquela repactuação do risco hidrológico, que eu mencionei, gerou uma receita adicional de R$ 52 milhões. A variação da combinação de preço e volume de vendas agregou R$ 42 milhões para o nosso

resultado. O impacto do GSF, como citado anteriormente, gerou um custo adicional de R$ 48 milhões, e o consumo de combustível do carvão, um efeito negativo de R$ 30 milhões.

Falando do lucro líquido, o grande impacto que nós tivemos sobre a variação e o saldo das nossas concessões a pagar, resultou numa despesa financeira adicional de R$ 223 milhões, o que contribuiu para essa variação de 3,3% no nosso lucro líquido.

No slide seguinte nós destacamos a continuidade das nossas ações do enfrentamento à Covid. Em função do agravamento nós até elevamos a participação em diversas frentes para contribuir para o equacionamento, ou pelo menos para a ajuda no equacionamento desse risco da pandemia, em especial em regiões próximas às nossas usinas. Isso acabou surtindo um efeito bastante positivo, e que reduziu de forma significativa o número de empregados contaminados pelo vírus.

Tivemos ainda a evolução da construção do Conjunto Eólico Campo Largo. Hoje já temos quase 80 MW da capacidade instalada já em operação, outras eólicas já estão também iniciando sua operação em teste, temos um cronograma de conclusão da instalação de outras unidades. E a expectativa se mantém para a conclusão da obra no terceiro trimestre desse ano. Tivemos também no trimestre o nosso *rating* nacional AAA e o *ratings* internacionais em moeda local e estrangeira também mantidos.

No slide 07 nós estamos em processo de negociação da venda do Complexo Jorge Lacerda, então nós assinamos um contrato de exclusividade com a FRAM Capital. Essa exclusividade ela é de 120 dias e é o tempo que julgamos necessário para que seja feita a *due diligence* para uma avaliação completa do ativo. Então as negociações estão em andamento e a gente tem percebido um avanço nessas negociações. Então aí no curto prazo uma sinalização mais efetiva quanto à venda desse ativo. Nós retomamos também o processo de venda de Pampa Sul, também alinhado à nossa estratégia de descarbonização. Então, já fomos procurados no passado para avaliar potenciais interessados na aquisição do ativo. Tivemos num primeiro momento 12 empresas interessadas, agora a gente está num processo de seleção dessas empresas para dar continuidade a esse processo de venda. Então como temos percebido um avanço significativo nesse processo, a gente tem a expectativa de que até o final do ano ou no primeiro trimestre de 2022 nós tenhamos também uma indicação um pouco mais precisa quanto à venda do ativo.

Então, em 28 de abril de 2021 agora, recentemente, o Conselho aprovou a distribuição dos dividendos complementares no valor de quase R$ 610 milhões, que representa R$

0,7471 por ação.

No trimestre tivemos também um reconhecimento importante, a ENGIE foi reconhecida como a melhor empresa da América Latina na categoria meio ambiente. Então esse é um prêmio que nos dá bastante orgulho e uma certeza de que estamos no caminho certo para essas questões relacionadas aos impactos no meio ambiente.

No slide 08 só um comentário que estamos lançando o Relatório de Sustentabilidade de 2020, que é uma ferramenta importante para a sociedade como um todo, que tem acesso a essa informação. E como sabemos ele segue as diretrizes do GRI. Nós temos aqui na ENGIE Brasil Energia e asseguração dos principais componentes desse relatório feita pela Veritas. Então nesse ano a gente deu muita ênfase ao enfrentamento da crise sanitária. O contexto, todo o contexto estratégico no presente e futuro, e a nossa governança e desempenho socioambiental. Então cabe destacar que ele pode ser acessado pelo nosso *link*.

Eu vou passar a palavra para o para o Rafael dar sequência na apresentação e depois eu volto para comentar um pouco mais de detalhe do nosso desempenho financeiro. Então, Rafael, por favor.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado Malta. Passando para o Slide 10 nós entramos na seção de estratégia de comercialização da Companhia, onde nós apresentamos uma atualização do nosso balanço de energia. Os senhores podem observar o nosso nível de disponibilidade de energia, inclusive um aumento da disponibilidade nos anos de 2024 a 2026. Isso é resultado para um aumento dos recursos próprios ao termos incorporado o início de operação de um novo parque que entrará em construção agora nos próximos meses, que é a Central Eólica Santo Agostinho. Então, a partir, aliás, de 2023 a gente tem um aumento da disponibilidade, antes o balanço de energia ele refletia apenas os PPAs desse projeto, então a gente estava vendendo energia do portfólio, agora entra o recurso então recompõe o saldo que tínhamos anteriormente. Então esse aumento significa então os efeitos, são aplicados os efeitos da entrada em operação de Santo Agostinho a partir de 2023.

Do lado direito do slide, na área comercial, das nossas contratações, em que procuramos não concentrar a venda de energia num determinado setor. Então, uma diversificação bastante ampla para mitigar qualquer risco setorial. E abaixo, como disse, a gente apresenta a disponibilidade ano a ano, ou seja, a nossa estratégia de contratação de

energia gradual. Por exemplo, eu vou pegar um ano, para dar um exemplo, o ano de 2023, a barra azul com os 43% ela representa o que havia de disponibilidade de energia final do ano de 2017. E nós vemos uma queda nesse gráfico, com o passar dos anos esse percentual de energia descontratado cai de 43% para 19% ao final do ano passado, sendo que isso nos ajuda a mitigar alguma exposição a impactos vindo da economia, da desaceleração econômica ou até de efeitos que não são esperados como ocorreu com a pandemia no ano passado. Então, essa venda gradual e constante ela protege o nosso portfólio. Nós temos naturalmente um volume maior de energia disponível nos anos mais à frente, em 2025, por exemplo, mas gradualmente a gente vai fechando essas posições.

Passando para o slide 11, nós continuamos aí na seção de estratégia de comercialização. Aqui é importante realçar que nós continuamos avançando na captura de novos clientes, aumentamos para 656 consumidores livres no primeiro trimestre de 2021 versus 619 no ano passado. Houve uma queda do volume vendido, isso daí é um reflexo ainda da pandemia, nós estamos comparando com um período em que a pandemia não teve um efeito tão forte como foi o primeiro trimestre de 2020. Mas o importante aqui é ressaltar que a gente tem mantido os níveis de *market share* do mercado livre e aumentando, ampliando a nossa participação em número de clientes.

Aqui dois dados novos que nós estamos apresentando nesse trimestre, são dados que demonstram o propósito da empresa de auxiliar os nossos clientes na transição para uma economia de baixo carbono que são os dados de redução certificada de emissões e certificados de energia renovável que vendemos no trimestre. Isso demonstra que estamos sempre ampliando a nossa gama de produtos e oferecendo uma gama maior de produtos para os nossos clientes para auxiliá-los na transição energética.

Agora nós vamos entrar na seção de expansão, onde eu vou fazer uma atualização da implantação dos projetos. Indo para o slide 13. O primeiro projeto em construção e já em operação é o Conjunto Eólico Campo Largo 2. Entrou em operação em testes ao final 2020, e agora no primeiro trimestre iniciou a operação comercial. Ao final do primeiro tri a gente tinha 22% já dos aerogeradores em operação atingindo 19 aerogeradores em operação, mas os senhores podem ver que já dentro agora do segundo trimestre já houve um avanço passando para 34 aerogeradores que representam agora 40% dos aerogeradores em operação comercial. Então o avanço está sendo rápido, ontem mesmo já tivemos uma publicação no Diário Oficial da União da liberação da Aneel para mais aerogeradores e isso vai acontecer gradualmente até a finalização da construção do projeto, que conforme o Malta comentou, vai ocorrer durante o terceiro trimestre de 2021.

Passando para o próximo projeto, no slide 14, onde apresentamos o Conjunto Eólico Santo Agostinho, como eu comentei, um novo projeto, está em fase de implantação desde o início do ano. No início do ano nós assinamos o contrato de fornecimento de aerogeradores com a Siemens Gamesa, o que nos permitiu dar início a efetiva implantação do projeto. A construção em si deve começar agora no mês de junho conforme eu já comentei. E é uma usina que vai nos trazer mais 434 MW de capacidade instalada de energia renovável não convencional, ampliando a participação dessa fonte no nosso portfólio.

Slide 15, agora nós entramos aí nos projetos de linhas de transmissão. O primeiro deles é o Sistema de Transmissão Gralha Azul. Gralha Azul está no estágio avançado de construção, atingiu 83% ao final do primeiro trimestre. Apesar aí dos desafios da pandemia e de alguns questionamentos quanto ao licenciamento ambiental do projeto, mas nós de qualquer forma mantemos aí a previsão de entrada em operação já agora no mês de setembro aí, no terceiro trimestre de 2021.

E o segundo projeto no slide 16, Novo Estado Transmissora de Energia, um projeto que nós adquirimos o ano passado no mercado secundário. 15 linhas de transmissão, linhas de transmissão com cerca de 1.800 quilômetros nos estados do Pará e Tocantins, que também está avançando, naturalmente, aí já temos 74% das fundações das torres concluídas. E continuamos avançando na implantação para cumprir, para buscar cumprir a nossa estimativa de entrada em operação no final desse ano, em dezembro de 2021.

Próximo slide, agora nós apresentamos uma atualização sobre a Usina Hidrelétrica Jirau, um projeto que pertence ao nosso controlador ENGIE Brasil Participações, mas existe a possibilidade, quem acompanha a empresa há mais tempo tem conhecimento, nós temos interesse em adquirir essa participação do controlador na usina. Uma usina que já está em operação, e conforme apresentado aí no slide, na atualização que nós demos, tem uma comprovada excelência operacional. Nota-se aí um fator de disponibilidade muito alto, 99,5% de disponibilidade aí no primeiro trimestre de 2021.

Indo para o próximo slide aí nós apresentamos um pouco da nossa carteira de projetos em desenvolvimento. Atualmente nós contamos com diversos projetos eólicos e solares que somam aproximadamente 1,5 gigawatts de capacidade instalada, que estão aguardando as condições comerciais para receber, assim como Santo Agostinho, que tem sua energia totalmente direcionada ao mercado livre, para receber a aprovação para início de

implantação. Então, uma carteira bastante diversificada pronta para tomar proveito das oportunidades que venham surgir aí no mercado.

Malta, com isso eu encerro a minha fala, e devolvo a palavra para você, para comentar sobre o desempenho financeiro da empresa aí no primeiro trimestre.

SR. MARCELO MALTA: Então no slide 20 nós demostramos a nossa performance financeira. Então no gráfico à esquerda a gente percebe um aumento não só do ROE como do ROIC também. No gráfico à direita nós destacamos a nossa performance nos últimos cinco anos. Então os nossos investimentos nesse período somaram R$ 19 bilhões com uma alavancagem elevada de 82%. A nossa capacidade instalada cresceu aproximadamente 24%. Tivemos nesse período a aquisição de 32,5% na TAG. Entramos na atividade de transmissão, hoje temos 2.800 quilômetros de linhas em construção. O nosso Ebitda neste período cresceu 74%, e o lucro líquido 66%. E o montante total de dividendos e juros sobre capital distribuídos totalizaram R$ 9 bilhões. Então isso é um resumo da nossa performance nesses últimos anos.

No slide 21 nós demonstramos a evolução da nossa receita operacional. Eu acho que muito do que vai ser comentado aqui eu já mencionei lá inicialmente. Então o que pode ser destacado é o impacto da inflação sobre os nossos contratos de venda, a elevação da geração eólica e termelétrica. Eólica em função da condição de vento e termelétrica em razão do agravamento das condições hidrológicas nesse trimestre. Isso na atividade de geração. Na atividade de transmissão nós tivemos uma receita de R$ 681 milhões em decorrência do avanço da execução das obras de Gralha Azul e Novo Estado.

No slide 22 nós demonstramos de forma sintética o resultado da TAG. Então ela fechou o trimestre com um lucro de R$ 537 milhões, e a nossa participação sobre esse lucro é de R$ 175 milhões. O lucro da TAG foi elevado principalmente em função da aplicação do IGPM sobre os contratos lembrando que 60% dos contratos da TAG estão indexados ao IGPM, e foi isso basicamente que gerou essa elevação significativa do resultado da TAG.

No slide 23 nós demonstramos a evolução do Ebitda, então nas barras azuis nós temos a evolução da atividade de geração, que cresceu cerca de 16% entre os trimestres comparados. Então além do que eu já mencionei na demonstração do slide anterior da receita operacional, tivemos outros impactos positivos no Ebitda, que são basicamente a redução do volume de compras em razão da nossa estratégia de alocação de energia. E o que eu já mencionei também, o complemento do GSF/GFOM decorrente do

equacionamento dos custos passados de GSF que nós tivemos.

Por outro lado, tivemos também impactos negativos resultantes da redução do consumo motivado pela pandemia. Um GSF mais agravado nesse trimestre e o maior consumo de carvão, visto a elevação da geração termelétrica. No que se refere a atividade de transmissão nós tivemos uma margem de R$ 143 milhões, e em relação a TAG um acréscimo de participação sobre o resultado de R$ 72 milhões.

No slide seguinte, a evolução do lucro líquido, então como já mencionado o impacto importante na nossa despesa financeira resultante, principalmente, da aplicação da variação do IGPM sobre o nosso total de concessões a pagar. Então nós temos aproximadamente R$ 3 bilhões de concessões a pagar indexadas principalmente ao IGPM. Mas por outro lado temos um estoque de contratos de venda também indexados ao IGPM de R$ 4,5 bilhões, o que gera aí um *hedge* de fluxo de caixa. Mas em função da aplicação do IGPM sobre a totalidade desse passivo, o *hedge* de balanço acaba não sendo perfeito, o que motiva esse impacto da despesa financeira no nosso resultado.

No slide seguinte, o 25, nós demonstramos o nosso endividamento. Então no 1T21 fechamos com uma dívida de cerca de R$ 18 bilhões, dívida bruta, um caixa de R$ 4,3 bilhões e uma dívida líquida de um pouco mais de R$ 13 bilhões. Nós podemos ver aqui a manutenção dos níveis confortáveis de alavancagem.

No slide 26 nós temos a demonstração do perfil da nossa dívida, então podemos verificar a concentração de dívidas vencendo nos próximos 24 meses. Destaca-se também uma composição significativa dessas dívidas vencendo, que são indexadas ao IPCA e uma parcela importante também prefixada. O prazo médio da nossa dívida hoje está em torno de 6,4 anos. No gráfico direito temos a composição do endividamento. Então a parcela mais expressiva indexada ao IPCA, que conta com um *hedge* dos nossos contratos de venda de energia, e os demais indexadores estão distribuídos entre CDI, uma parcela fixa, e TJLP. Custo nominal da nossa dívida hoje está em torno de 8,7%. Tivemos uma elevação que se deve principalmente ao avanço do IPCA que gerou uma elevação da nossa dívida.

No slide 27 nós temos o demonstrativo do nosso fluxo de investimentos. Então em 2020 já tínhamos investido algo próximo de R$ 4 bilhões. Em 2021 a expectativa é de R$ 3,7 bilhões, as parcelas mais expressivas de investimentos serão em Novo Estado e Gralha Azul, que cujas obras sejam concluídas até setembro desse ano, no que se refere a Gralha Azul e até o fim do ano, a de Novo Estado. Em 2022 e 2023 nós temos principalmente os

investimentos em Santo Agostinho.

Então no slide 28, para finalizar, nós temos aqui um histórico de distribuição de dividendos. Só lembrando que no ano passado nós distribuímos R$ 1,7 bilhões, que correspondeu a um *payout* de 100% do nosso lucro ajustado. E um *yield* de 5,7%.

Com isso eu encerro a nossa apresentação aqui e ficamos à disposição dos senhores para eventuais dúvidas.

SR. RAFAEL BÓSIO: Olá, temos alguma dúvida vindo pelo telefone?

Operador/a: Obrigado. Senhoras e senhores, iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas. Para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco 1 (*1). Para retirar a pergunta da lista, digitem asterisco 2 (*2).

Nossa primeira pergunta vem de Rafael Nagano, do Credit Suisse. Rafael, sua linha está aberta, pode prosseguir.

SR. RAFAEL NAGANO: Olá, bom dia Rafael, bom dia Malta. A pergunta que vai mais do lado de balanço de energia de vocês, a gente vê que a venda nesse trimestre, comparado ao último trimestre, se concentraram mais ali no longo prazo, 2024 a 2026. Poderia passar aí mais informações sobre esses contratos, uma visão de demanda dos clientes e o nível de preço, se vocês puderem passar, por favor. Obrigado.

SR. MARCELO MALTA: Bom, no que se refere a níveis de preço no curto prazo nós temos verificado uma elevação de preço e isso muito motivado pela questão hidrológica, então nós temos conseguido já capturar essa elevação de preço. E no que diz respeito ao volume de vendas a gente está quase que totalmente contratado nos dois próximos anos, e por isso a gente tem comprado energia no curto prazo para que a gente consiga fazer produtos que nos permita vender no mais médio prazo. Então a gente percebe sim uma demanda maior de energia a partir de 2024, e temos fechado alguns contratos. E a nossa expectativa é que isso se mantenha, a gente já está vendo aí uma retomada de consumo de energia. Então a nossa expectativa hoje é bastante positiva.

SR. RAFAEL BÓSIO: Malta, se eu puder complementar. Rafael, é bom observar no nosso balanço de energia, ele está no slide 33, nos anexos da nossa apresentação, onde nós apresentamos também uma média do preço de venda, e nós apresentamos até 2023.

Então, no ano de 2023 se você comparar com o quarto trimestre de 2020 você vai perceber que os preços contratados continuam aumentando. No final do ano passado para 2023 era em torno de R$ 194 e essa média subiu para R$ 202 de preço médio de venda em 2023. Então a gente está não só conseguindo manter o preço médio, mas inclusive elevar.

SR. RAFAEL NAGANO: Está bom, está ótimo. Obrigado, pessoal.

SR. RAFAEL BÓSIO: Nada, a gente que agradece, obrigado pela pergunta.

Operador/a: Nossa próxima pergunta vem de Marcelo Sá, do Banco Itáu. Marcelo, a sua linha está aberta, pode prosseguir.

SR. MARCELO SÁ: Bom dia pessoal, obrigado pelo call. Vocês têm um *pipeline* aí de bastante projetos que vocês podem desenvolver, um dos projetos é Santo Agostinho, mas tem outros projetos aí no *pipeline*. E como vocês estão pensando em desenvolver, eu queria ter um pouco de ideia do que seria de CAPEX, por exemplo, hoje, que vocês estão vendo para um projeto da eólica, se puder colocar em CAPEX/Megawatts instalado, que nível que seria isso. Como é que seria o CAPEX por MW pico, por exemplo, de projetos solares, dado todo esse aumento que teve no câmbio. Se vocês puderem passar isso eu agradeço. Obrigado.

SR. MARCELO MALTA: Rafael, eu acho que você tem as informações mais atualizadas com você, poderia responder essa pergunta?

SR. RAFAEL BÓSIO: Marcelo, tudo bem? Bom, como pode ver, a gente pode ver inclusive pelo CAPEX que a gente anunciou aí para Santo Agostinho, teve um impacto, teve um certo impacto aí tanto cambial como da inflação e também pela grande demanda de equipamentos eólicos, para instalação de eólicas, dados os inúmeros projetos que estão em implantação no país durante o ano de 2020. O Santo Agostinho tem um, se fizer essa conta, é em torno de R$ 5 milhões por Megawatt instalado. Mas isso naturalmente a gente reflete no preço da energia vendida. Então a gente sempre procura, naturalmente, manter a margem e o retorno dos projetos. A gente tem, como você falou aí, diversos projetos aguardando o momento para iniciar o processo de implantação. Santo Agostinho foi um projeto que nós tivemos sucesso e está iniciando agora, e já iniciamos aí a contratação dos próximos projetos, para os próximos anos. A nossa ideia é continuar entregando crescimento continuamente via fontes renováveis.

SR. MARCELO MALTA: Só complementando o que o Rafael mencionou, nós entendemos que hoje os projetos eólicos ainda são os mais competitivos, essa elevação de CAPEX é claramente percebida por nós. Mas nós temos verificado uma competição grande nos leilões, tem procurado avaliar internamente o que poderia estar diferenciando os preços dos leilões, além de um possível retorno maior que nós exigimos para projetos dessa natureza. Os projetos solares são menos competitivos ainda do que os eólicos, mas nós temos trabalhado bastante no desenvolvimento desses projetos para que nos tornemos mais competitivos, principalmente no mercado livre. Então, o nosso portfólio de projetos, tem se reduzido aí ao longo dos últimos anos em função dos projetos que nós implantamos, então estamos no mercado buscando projetos interessantes, que achamos que pode obter uma relação aí risco/retorno que nós julgamos adequados. E isso logicamente para a gente tentar recompor um volume maior de projetos no nosso *pipeline*.

SR. MARCELO SÁ: Não, está claro, obrigado. E se me permite, eu acho que entendo que a ideia de vocês é de vender uma parte grande aí da energia de um projeto antes de começar a construir. Eu queria entender se essa ainda é a estratégia, se vocês precisam vender, por exemplo, um PPA muito longo para começar a construir. Se, por exemplo, faria sentido desenvolver, sei lá, vender por cinco anos, que talvez o preço esteja mais alto no curto prazo e ficar com o risco no longo prazo. Como é que está esse balanço de risco na hora que vocês pensam em desenvolver novos projetos?

SR. MARCELO MALTA: É, a nossa estratégia permanece a mesma, uma das condições para viabilizarmos projeto, é uma contratação expressiva, pelo menos no médio prazo. O que a gente tem verificado é uma enxurrada aí de projetos sendo desenvolvidos para capturar o desconto de fio, então até, os projetos aprovados até fevereiro do ano que vem garantem o desconto de fio e por conta disso esse volume significativo de projetos a gente percebe uma tendência de redução de preço e isso nos faz refletir se faz sentido viabilizarmos projetos e deixarmos, aprovarmos na verdade alguns projetos até 2021, e deixarmos com uma contratação baixa ou até mesmo uma descontratação, visto que, por conta desse grande volume de projetos, a gente vai verificar uma tendência aí de redução de preços. Então talvez esperar o momento mais adequado para contratar essa energia pode garantir aí um retorno desejado para esses projetos. Mas essa é só uma avaliação inicial que nós estamos fazendo, estamos amadurecendo. O nosso controlador ele é bastante restritivo quanto ao desenvolvimento de projetos não contratados, a gente tem conversado bastante com eles, diante desse cenário aí que se apresenta. E acho que nos próximos meses a gente vai ter uma avaliação mais precisa se faz sentido ou não mudar um pouquinho dessa estratégia.

SR. MARCELO SÁ: Muito obrigado aí pessoal.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado.

Operador/a: Mais uma vez gostaria de lembrar aos senhores que para fazer uma pergunta, por favor, digitem asterisco um (*1) e para retirar a pergunta da lista digitem asterisco dois (*2). Agora passo a palavra para o Rafael que irá responder a algumas perguntas da *web*.

SR. RAFAEL BÓSIO: Então pessoal, estamos aqui com várias perguntas vindo pela plataforma, eu vou procurar selecionar algumas que estão interligadas e a gente consegue comentar assim de uma forma geral e abordar esses temas, Malta.

Bom, acredito que, vamos lá, a primeira pergunta vem do investidor pessoa física Maurício Hennemann, ele nos questiona sobre como está a questão hídrica a nível de reservatórios e qual que é a estratégia da Companhia de um modo geral. Estou resumindo duas perguntas em uma. A questão do risco hidrológico, é nesse sentido. Creio que é assim, a gente pode, é de conhecimento público que esse ano tem uma hidrologia bastante desafiadora. O primeiro trimestre de 2020 ele teve um GSF em torno aí de 85% e 87%, enquanto no primeiro trimestre do ano passado nós tivemos aí uma energia secundária, ou seja, uma sobra de geração de energia em torno de 5%. Então, comparando ano a ano, realmente acho que isso é algo que tem que ser ressaltado aí no nosso resultado, nós tivemos um desempenho muito bom se a gente comparar o quão desafiador, quão mais desafiador está sendo a hidrologia nesse ano. E isso, de novo, reforçando o que o Malta comentou, muito por crédito aí da nossa gestão do portfólio. Os reservatórios eles atingiram um nível aí em torno de 35% ao final do ano passado, ao final do terceiro tri e, se não me engano, no final do primeiro trimestre do ano passado, só para ter ideia, os reservatórios do sudeste tinham atingido 55%. Então, efetivamente demonstrando quão desafiadora está sendo a hidrologia, mas também como nós estamos conseguindo mitigar esses riscos e resguardar os resultados da Companhia nesse período. Malta, você tem algum comentário, por favor?

SR. MARCELO MALTA: Sim, só complementando, Rafael, eu acho que cabe citar que essa hidrologia é uma das piores da série histórica, então realmente a questão é muito, é grave e isso requer um tremendo de um desafio para o nosso pessoal de gestão de portfólio. Hoje nós temos a geração de Jorge Lacerda, que é um *hedge* importante para esses impactos da hidrologia ruim, e além disso temos já uma estratégia de deixarmos uma parcela da nossa energia descontratada, e como processo de gestão dependendo da nossa avaliação de risco

do GSF e a gente vai no mercado também comprar energia. Mas a nossa expectativa para os próximos meses é que o GSF se agrave ainda mais, o que vai elevar ainda mais o desafio do nosso pessoal que está no dia a dia da gestão do nosso portfólio. Mas como o Rafael mencionou nós temos bastante experiência, temos capacidade de fazer projeções que a gente tem verificado muito próximas da realidade, e isso nos dá uma tranquilidade maior de que conseguiremos fazer essa gestão de forma adequada.

SR. RAFAEL BÓSIO: A próxima pergunta está relacionada também, já que você mencionou, Malta, Jorge Lacerda, ele pediu uma atualização sobre como está o processo de venda, eu acho que nós já comentamos, que estamos aí num período de exclusividade com o investidor, com um potencial comprador. Então, o processo continua em andamento e a gente está aguardando o encerramento desse processo para ver como vai se configurar esse avanço.

E ele também pergunta quanto, caso a gente venha vender ou descomissionar Jorge Lacerda, quanto dessa energia a gente já substituiu por eólicas nos últimos anos. Fazendo um levantamento rápido aqui de cabeça, acho que a gente já pode citar que nos últimos anos a gente já incrementou, nos últimos cinco anos apenas cerca de 600, 700 MW em capacidade instalada em eólica, com Umburanas e Campo Largo e agora estamos implantando também Campo Largo II que vai agregar mais 360 MW. Então a gente está agregando mais do que a capacidade instalada de Jorge Lacerda, agregou nos últimos anos em capacidade eólica e continuamos avançando com o início de construção, de instalação de Santo Agostinho.

SR. MARCELO MALTA: Rafael, no que se refere ao processo de venda, a FRAM Capital tinha avaliado o projeto Jorge Lacerda há três anos atrás quando nós iniciamos o processo de venda, inclusive tinha apresentado proposta e nós avaliamos que não fazia sentido a venda, considerando o risco/retorno. Isso confirma que, apesar da estratégia do grupo de descarbonização, nós não vamos vender o ativo a qualquer preço. Então, quando nós anunciamos para o mercado no final do ano passado que montaríamos um grupo de trabalho para avaliar o destino de Jorge Lacerda e enfatizamos que uma das possibilidades seria desmobilizar a usina de forma faseada até 2025, a FRAM decidiu voltar a conversar conosco e nós estamos trabalhando em conjunto para mitigar alguns riscos que eram importantes, e o principal risco era uma eventual contingência das mineradoras. Então, há lá um problema ambiental que precisa ser endereçado, a gente tem convicção de que esse risco não seria nosso, visto que ele está vinculado exclusivamente a atividade de mineração. Mas havia aí uma avaliação de que esse risco de alguma forma poderia afetar também a

ENGIE Brasil Energia como empresa maior geradora de caixa do que as usinas, e que poderia ter maiores condições de arcar com esse risco mencionado pelas mineradoras, e também avaliado pela FRAM. Então o processo realmente avançou, eu acho que as negociações estão indo muito bem, a gente tem conseguido em conjunto mitigar esse risco ambiental, e isso nos deu uma expectativa de que é possível que o negócio seja efetivado. E no que se refere a substituição dessa geração por novos investimentos, o Rafael já explicou, mas é importante lembrar, como eu já mencionei também, em que a geração dessa usina acaba sendo um *hedge* para o GSF, e isso tem feito com que reavaliemos a nossa estratégia de gestão de risco e o que temos feito é deixar ou já prever uma parcela maior de energia descontratada. Então, é possível também que a gente continue comprando energia caso o ativo seja vendido e por um período aí de curto prazo, o que nos garante também esse hedge por mais algum tempo.

SR. RAFAEL BÓSIO: Ok, obrigado Malta. Agora, tem uma pergunta, acho que respondendo assim rapidamente, uma pergunta do André Helebrando, ele pergunta sobre a linha de transmissão Gralha Azul, gostaria de saber se estão superadas as questões jurídicas que estavam impedindo a conclusão da construção. Então, só relembrando, houve durante aí o primeiro trimestre a emissão de uma segunda liminar suspendendo a construção de alguns trechos de linhas de transmissão, contudo essa liminar ela acabou sendo cassada, sendo cancelada mesmo antes de entrar em efeito visto que a tese em que ela se baseava era muito similar ao apresentado na primeira liminar que nós recebemos aí no final do ano passado e que foi cancelada pelo STJ. Então, houve uma extensão da decisão também para essa segunda liminar. E respondendo agora, não existe mais nenhuma ação civil pública relativa à implantação das linhas de transmissão lá no Paraná, e nós continuamos a reafirmamos aí a nossa expectativa, a nossa projeção de entrada em operação agora no mês de setembro de 2021.

SR. MARCELO MALTA: Só ressaltando, essa segunda liminar, como foi cassada muito rapidamente não gerou qualquer paralisação no cronograma da obra. Considerando que a gente já está com 83% da obra concluída, a gente não espera que no curto prazo ou até a conclusão da obra haja tempo para que uma nova solicitação de liminar seja possível. Então a gente está bastante otimista que até a conclusão da obra não tenhamos mais nenhum instrumento jurídico que possa impedir a obra.

SR. RAFAEL BÓSIO: E reforçando que o licenciamento ambiental do projeto foi feito dentro dos nossos mais rigorosos padrões, em muitas questões nós não nos contentamos, na maioria delas, em somente atender as requisições legais. Nós sempre procuramos ir além.

Malta, eu vou entrar agora em perguntas sobre endividamento. Tenho duas perguntas, uma vindo do Santiago Santos e a segunda do João Almeida. O Santiago pergunta se com a perspectiva de um maior endividamento isso gera algum potencial de algum risco para o *payout*, alguma possibilidade de redução do *payout*. E o João Almeida pergunta como o endividamento ele está 63% atrelado a inflação, como a Companhia está enxergando esse constante aumento inflacionário, e qual que é o nosso posicionamento nesse sentido.

SR. MARCELO MALTA: Bom, com o endividamento muito equilibrado, temos uma dívida líquida/Ebitda em somente, 1,9x, e isso nos abre um espaço muito grande para absorver novos investimentos, isso que a gente tem feito. Inclusive temos financiado, temos conseguido financiar o *equity* também para aumentar a alavancagem dos projetos. Bom, considerando Santo Agostinho e outros projetos do mesmo porte ao longo aí dos próximos anos, nós não vislumbramos expectativa de redução do *payout*. É claro que nós avaliamos a cada ano a estratégia de definição do *payout*, mas no curto prazo entendemos que não haveria nenhuma motivação para uma redução significativa do *payout*. Só complementando, inclusive temos uma reserva de lucros significativa, que a qualquer momento também poderia ser distribuída. Hoje não faz parte da nossa estratégia de curto prazo, mas acho que é importante ressaltar que inclusive temos espaço para elevar o *payout* caso seja de nosso interesse. Mas o nosso compromisso principal é avançar com os projetos que nós vislumbramos e elevar essa alavancagem para que tenhamos uma estrutura de capital um pouco mais adequada.

SR. RAFAEL BÓSIO: Malta, e com relação a segunda pergunta, eu vou iniciar só com o comentário, é com relação a indexação da nossa dívida.

SR. MARCELO MALTA: Desculpe, eu posso responder, Rafael. Como mencionado também, a gente tem quase que a totalidade ou uma parcela muito significativa dos nossos contratos de venda de energia indexadas ao IPCA. Então a gente consegue *hedgear* todo o fluxo de caixa dessas dívidas em IPCA sem qualquer tipo de problema. Então, não temos qualquer risco de elevação dos níveis inflacionários visto esse *hedge* natural que nós temos.

SR. RAFAEL BÓSIO: E isso também. Eu já faço um gancho para a próxima pergunta, Malta, que é com questão as concessões a pagar, o Aguiar ele pede para a gente explicar um pouco mais sobre esse impacto, do que se trata, e o impacto do IGPM que elevou aí a despesa financeira.

SR. MARCELO MALTA: Ok. Bom, essas concessões a pagar elas são originárias de um processo competitivo que nós tivemos no passado, especial Cana Brava, Ponte de Pedra e São Salvador e principalmente esses. Mas o conceito no passado era que o vencedor dos leilões eram as empresas que apresentavam um maior valor a pagar pela concessão. Então, naquela oportunidade as regras do leilão definiam que determinadas concessões tinham que ser indexadas ao IGPM e outras ao IPCA. Então, como nós tínhamos, como era muito comum no passado você contratar energia ou vender energia indexada ao IGPM, a gente sempre teve um *hedge* de fluxo de caixa para suportar essa variação do IPGM. Como eu mencionei anteriormente o *hedge* é principalmente fluxo de caixa e à medida em que esses contratos de venda ao IGPM foi reduzindo a gente acabou gerando também uma ineficiência parcial do *hedge* de balanço. Então, por conta desse recente comportamento aí do IGPM, considerando que temos um saldo lá no nosso passivo de concessões a pagar, a aplicação do IGPM sobre esse saldo acaba gerando um impacto significativo na nossa despesa financeira. Como hoje não é tão comum você vender energia indexada ao IGPM, a gente está avaliando exatamente nesse momento a possibilidade de pleitear à Aneel a troca do nosso indexador. Então a gente está fazendo algumas projeções para avaliar se esse é o momento adequado de fazer essa troca, mas isso está previsto nas regras da Aneel, nós já fizemos isso no passado e não houve qualquer restrição por parte da Aneel. Então, como eu disse, a gente está exatamente nesse momento avançando nessa análise no curto prazo a gente vai ter uma definição se faz o pleito ou não dessa troca de indexador.

SR. RAFAEL BÓSIO: Ok Malta, obrigado. A gente está se aproximando aqui, estourou um pouco do horário, eu vou passar aqui duas últimas perguntas com relação a nossa estratégia, a estratégia da empresa com relação a atividade de transmissão, se vamos persistir, continuar buscando ampliar a nossa presença nesse segmento para o futuro, Malta.

SR. MARCELO MALTA: Sim, nós entramos nessa atividade de transmissão pensando em crescer e ser um *player* importante. A gente infelizmente não tem conseguido ser competitivo nos leilões, a gente está avaliando oportunidades de M&A como fizemos com Novo Estado. A gente tem uma ambição de crescer mil quilômetros em linhas de transmissão por ano, esse é um desafio, mas essa ambição segue, e a gente tem atuado muito efetivamente aí no mercado para tentar identificar oportunidades. Então sim, nós temos muito interesse em crescer em transmissão.

SR. RAFAEL BÓSIO: Correto. Então eu acho que com isso a gente vai chegando aqui ao final das perguntas. Temos ainda algumas perguntas pendentes aí pelo chat, mas devido ao

adiantado da hora eu acredito que a gente pode voltar, eu vou questionar aí a operadora se existe mais alguma pergunta pelo telefone. E em não havendo a gente pode encerrar. Naturalmente aqui a equipe de relações com investidores está à disposição para responder as perguntas que eventualmente não foram respondidas durante o call, a gente está à disposição, basta nos mandar um e-mail e a gente responde. Então agora eu pergunto se há alguma pergunta vinda pelo telefone.

Operador/a: Não há perguntas vindas do telefone. Encerro a sessão de perguntas e respostas. Passo a palavra de volta aos palestrantes para as considerações finais.

SR. MARCELO MALTA: Bom, muito obrigado pessoal por mais esse call, é sempre importante essa troca entre nós. Como o Rafael mencionou, nosso departamento de relações com investidores está sempre à disposição de vocês para prestar todos os esclarecimentos necessários. Se vocês têm perguntas adicionais em relação a esse trimestre é só entrar em contato com o time de RI que eles terão todo o interesse em responder prontamente para vocês. Obrigado, um bom dia para todos e até a próxima.

SR. RAFAEL BÓSIO: Obrigado pessoal, um bom dia.