ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA DOS
RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE E DO ANO DE 2021
15 DE FEVEREIRO DE 2022 – 11H00

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Olá, bom dia! Estamos iniciando a videoconferência de resultados do quarto trimestre de 2021 e do ano de 2021 da ENGIE Brasil Energia. Eu sou Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores da Companhia e informo que nesse momento as pessoas conectadas estão no modo ouvinte e já podem submeter suas perguntas aos participantes, aos painelistas aqui, pelo *chat* da plataforma. Cabe lembrar que esta videoconferência está sendo gravada, disponibilizamos em nosso site www.engie.com.br/investidores os arquivos da apresentação que será utilizada aqui e do release de resultado onde são divulgadas informações mais detalhadas das operações, avanço de implantação de novos projetos e análise das demonstrações financeiras. Vou fazer aqui o *disclaimer* padrão, antes de prosseguir quero esclarecer que eventuais declarações que possam ser feitas durante essa videoconferência relativas às perspectivas dos negócios da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas à mudanças.

Me acompanham hoje **Eduardo Sattamini,** Diretor Presidente e de Relações com Investidores e **Marcelo Malta**, Diretor Financeiro da Companhia, para também comentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia nos períodos mencionados. Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-las por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Agora, eu passo a palavra ao **Eduardo Sattamini.** Por favor, pode prosseguir, eu vou passar os slides, é só me sinalizar que nós vamos avançando, eu vou ali para o Slide 05.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Muito obrigado, Rafael. Bom dia a todos. Nós começamos com os destaques do ano de 2021, a gente vai fazer a apresentação mais focada no resultado do ano, as informações detalhadas sobre o trimestre, que é importante a comparação trimestre a trimestre para alguns analistas, ela vai estar na sua íntegra no nosso release. A gente pode passar por alguns números do trimestre, mas o foco é analisar o que aconteceu durante o ano de 2021, como a Companhia se comportou, como ela se protegeu da grave crise hidrológica que nós

passamos em 2021, com o pior histórico da série de hidrologias desde a sua medição, o início da sua medição, há 91 anos.

Então a gente começa com o primeiro *driver*, que foi a repactuação do risco hidrológico, nós temos mais um ano onde a repactuação advinda da mudança regulatória, mudança legislativa, foi obtida pelos geradores hidrelétricos no final de 2020, impactou esse ano com um valor total de R$ 1,591 bilhão, e isso é um valor R$ 623 milhões a mais do que o primeiro valor que foi contabilizado lá no final de 2020. Então, nós tivemos já acumulado algo em torno de R$ 2,5 bilhões relativos à essa recuperação de despesas que foram sofridas pela Companhia, incorridas pela Companhia num período de alto despacho termelétrico fora da ordem numérica, importação de energia, que deslocou a geração hídrica, e naquele momento obrigou os geradores hidrelétricos à compra de energia no mercado para cumprir as suas obrigações. Então, essa recuperação se deu, mais uma parcela agora no quarto trimestre, um valor bastante significativo, na ordem de R$ 1,2 bilhão no quarto trimestre, que a gente tinha feito mais um reconhecimento ali, se eu não me engano, no terceiro trimestre de um valor um pouco menor, tudo isso em função do nosso entendimento e da maturidade do processo que vai se desenhando.

O segundo fator importante que influenciou o nosso resultado e vocês vão ver isso nos nossos números, nos nossos agregados financeiros, foram lançamentos contábeis não recorrentes em função: um, do *impairment* da UTE Pampa Sul, que a gente espera vender a unidade ainda no primeiro semestre deste ano, com o *closing* financeiro previsto até o final desse ano, e da nossa unidade de geração solar distribuída, que também estamos descontinuando essa atividade dentro do nosso portfólio. Nosso entendimento é que essa atividade ela é uma atividade de muito baixo valor agregado, com baixa barreira de entrada e hoje com a pulverização extremamente grande, que faz com que a gente perca foco no nosso grande negócio, que é grande atacadista, grandes clientes, é partindo para um mercado cada vez mais pulverizado, mas ainda de valor agregado elevado à medida que o mercado livre se abre. E o outro elemento não recorrente foi o resultado da alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, ocorrido em outubro, a finalização da transação ocorreu em outubro, o *cloasing* da transação, e trouxe também uma redução do valor de livros de R$ 200 milhões. Eventos não recorrentes, fruto da nossa estratégia de descarbonização, então é o preço a pagar, mas a gente entende que, com a venda de Pampa Sul agora, a partir desse ano, a gente passa a ser um gerador totalmente renovável e isso também tem um valor relativo para os nossos clientes que também buscam neutralidade de carbono, descarbonização das suas atividades. Então seremos um parceiro preferencial para os nossos clientes à medida que não temos energia de origem fóssil.

Mais um elemento foi a contribuição da TAG no EBITDA da Companhia, R$ 602 milhões no ano de 2021, com uma variação positiva de R$ 115 milhões ano a ano, do ano de 2020 para esse ano, principalmente em função da melhoria do resultado operacional, fruto da valorização dos contratos de transporte que a companhia tem.

Mais um elemento, e é um elemento que a gente traz de informação para vocês entenderem quão eficiente foi o nosso time na gestão de portfólio que, apesar de um ano de 2021 com a pior hidrologia, o impacto para nós nas transações de curto-prazo foi de apenas R$ 35 milhões. Isso obviamente foi energia descontratada que nós deixamos para absorver num eventual GSF, foi compra no mercado de curto prazo, foram *swaps* de energia para que a gente pudesse ajustar o nosso portfólio, expondo ele ao mínimo possível em momentos de alto preço, e isso tudo fez com que a nossa perda no mercado de curto-prazo fosse limitada. Quando a gente olha com relação ao ano anterior, 2020, quando a gente teve uma situação hidrológica melhor, apesar de não tão boa, a gente teve uma perda de R$ 276 milhões ano a ano.

Quando a gente olha o impacto global no nosso EBITDA, Rafael, por favor, não sei se você já fez a alteração, a gente percebe uma redução do EBITDA recorrente de 8,4%, mas quando a gente considera o EBITDA ajustado, considerando os efeitos não-recorrentes, a gente tem um crescimento de 12,3%. Ou seja, se eu não tivesse os eventos não-recorrentes nós teríamos então um acréscimo de EBITDA na ordem de 12,3%, mostrando que a empresa vem na sua estratégia de crescimento. Lembrando, nós tivemos Campo Largo 2 entrando em operação esse ano, nós vamos falar também mais adiante da entrada em operação de Gralha Azul em agosto, o início da operação do Novo Estado em dezembro, e a gente vai falar em mais detalhe dessas obras, dessas construções, que estão em andamento, que vão basear o nosso crescimento já adquirido ao longo do ano de 2022. Vamos lá, Rafael, mais um.

Em relação ao lucro líquido a gente tem, quando a gente olha apenas os fatores recorrentes, excluindo os não-recorrentes, a gente tem uma queda de 44%, mas quando a gente olha, tirando o efeito não-recorrente, a queda é apenas de 11,8%. Natural porque nós estamos vivendo, não só um problema da crise hídrica, mas também um problema de aceleração inflacionária. E lembrando, as empresas de energia elétrica elas são empresas que alavancam o seu crescimento, nós não somos uma empresa muito alavancada, nós temos um nível razoável de alavancagem, até para ter uma estrutura de capital bastante eficiente. A nossa dívida ela é atrelada à inflação, e por quê? Porque os nossos contratos também são,

o indexador padrão da indústria é o IPCA, - foi o IGP-M durante algum tempo -, é o IPCA e obviamente, à medida que a inflação se acelera, ela causa um impacto no estoque de dívida, no estoque de concessões à pagar, e que vai se refletir somente nos preços do contrato ao longo do ano seguinte. Então esse ano a gente deve recuperar nos nossos contratos uma boa parte dessa perda financeira, mas o resultado financeiro ele é impactado de imediato exatamente pela correção monetária dessas obrigações a pagar, concessões e empréstimos e financiamentos. O nosso resultado financeiro líquido foi menos R$ 3 bilhões e uma variação com relação ao ano passado de algo em torno de R$ 1,2 bilhão, R$ 1,197 bilhão, o resultado financeiro foi mais baixo.

Vamos então para o próximo slide, agora sim, Rafael. Passamos então para os destaques de ordem qualitativo, informações para vocês. Basicamente o primeiro *bullet* vem a informação de que a gente está distribuindo, com base na reserva de lucros retidos em 2022, R$ 638,7 milhões a mais do que o lucro distribuído de 2021. Isso tem o objetivo principal de manter o nível de proventos, total de proventos do ano passado, que foi da ordem de R$ 2 bilhões, R$ 2,017 bilhões, e a gente então com essa medida de distribuição dos lucros retidos no ano passado a gente alcança R$ 2,038 bilhões, ou seja, quase R$ 2,5 por ação, levando aí para um *dividend yield*, uma estabilidade no *dividend yield* para os nossos acionistas.

Outro ponto extremamente importante é, com a venda do Complexo Jorge Lacerda, a gente atinge 95,8% da nossa capacidade instalada em energia renovável e almejando que até o final do ano a gente possa limpar então o nosso portfólio e estarmos totalmente renováveis e a partir do ano que vem poder anunciar 100% de energia renovável no nosso portfólio.

Outro destaque importante foi o início da operação comercial de Novo Estado, através da entrada em operação e da energização da subestação Serra Pelada, e ligando então a linha Serra Pelada - Itacaiúnas. Esse é um marco extremamente importante para nós e a gente deve também, mais no início do segundo trimestre estar anunciando aí mais uma etapa concluída desse projeto e mais um pedaço da RAP sendo anunciada.

Vamos lá para o próximo slide? O Conselho de Administração também aprovou a aquisição dos conjuntos fotovoltaicos para Caracatu e Floresta, lembrem que a gente no ano passado, se eu não me engano no 3º trimestre, anunciou a formação do Comitê de Partes Relacionadas para analisar a compra desses dois ativos de geração solar, e isso foi concretizado, foi feito, o Comitê de Partes Relacionadas teve o apoio de *advisors* externos, como principal Bradesco, tivemos Machado Meyer e a Intertechne, foram os três principais

advisors ao Comitê de Partes Relacionadas, para que esse pudesse ter uma avaliação completa e isenta desses ativos. E o valor pago então por esses 259,8 megawatts/pico de capacidade instalada foi de R$ 625 milhões, valor de *equity*, esse ativo tem um nível de alavancagem relativamente baixo, 50%, então isso representa aí um retorno bastante satisfatório para a Engie Brasil Energia, considerando que o ativo, é um ativo sem risco de construção.

Um outro destaque, que a Companhia foi uma das três empresas brasileiras, empresas do *ranking* das 100 empresas globais mais sustentáveis da Revista Corporate Knights, nós ficamos na 23ª posição, atrás do Banco do Brasil na 21ª posição, e à frente da Natura que ficou na 88ª posição. Esse *survey*, esse *ranking*, ele é feito entre 6, quase 7 mil empresas de capital aberto em todo o mundo. Então isso nos orgulhou bastante e a gente busca aí melhorar ainda mais a posição à medida que a gente limpa a matriz de geração da Companhia.

A Companhia obteve um certificado de gestão integrada pelo Bureau Veritas, coisa bastante natural nas nossas usinas, todas as nossas usinas hidrelétricas estão agregando aí, Jaguara e Miranda que foram recentemente adquiridas, mas que também precisavam dessa certificação para que a gente pudesse ter 100% das nossas grandes usinas certificadas. E um outro certificado bastante importante foi a ISO 37001, que é sobre o sistema de gestão antissuborno, para nós extremamente importante, claro, para operar no Brasil, é muito importante que a gente tenha esse tipo de certificação para mostrar a lisura, a correção e para evitar que nós tenhamos qualquer desvio dentro da nossa Companhia, processos, restrições a fraude, etc., Código de Ética, são levados extremamente a sério na Companhia e a gente conseguiu demonstrar isso na certificação feita agora pelo Instituto Euro Compliance.

Bom, a gente passa a partir desse trimestre a falar sobre os destaques de ESG, em 2021 nós tivemos aí alguns elementos bastante importantes. Então, o primeiro deles é a capacidade instalada em percentuais renováveis, vocês veem que a gente vem crescendo ano a ano, óbvio, a gente vai ter um salto significativo a partir desse ano em função da venda de Jorge Lacerda, o ano que vem também, quando a gente vai a 100%, mas a gente vinha já com um crescimento contínuo de nova geração, estamos aumentando esse percentual. A intensidade de emissões ela varia em função dos despachos das termelétricas, nós tivemos um ano de 2020 com bastante despacho, 2021 foi um pouco menor, e agora, a partir de 2022, com a saída de Jorge Lacerda esse valor vai cair significativamente. Lembrando, aproximadamente as emissões de Jorge Lacerda eram coisa de quase 4 milhões de

toneladas/ano contra 1 milhão e pouco de Pampa. Um total aí quase 5 milhões de toneladas/ano, a gente está caindo então a 20% das emissões totais que a gente tinha nos anos anteriores.

Então a gente vai olhar ali as emissões totais de crédito carbono, a gente tem aí, como disse, uma volatilidade nas emissões nos anos anteriores em função do despacho termelétrico, mas a gente tem uma geração de créditos de carbono crescente em função desses novos projetos que a gente tem empreendido na área de renováveis não convencionais. Então, hoje a gente tem, 2021 a gente teve geração de créditos de carbono não emitidos, mas gerados, habilitados para emissão, de 2,8 milhões de toneladas. A gente também passa a acompanhar o consumo de água, a tendência nossa é ter um controle maior sobre o consumo de água, que também é um bem escasso, para que a gente possa também impactar menos a questão da disponibilidade de água no planeta. Com relação à diversidade, o percentual de mulheres na força de trabalho vem aumentando, a gente tem feito um esforço bastante grande para atrair mulheres para a nossa força de trabalho operacional. Nós temos uma indústria extremamente masculina, de história extremamente masculina, coisa que a gente está tentando mudar. Temos feito vários programas de treinamento focados para mulheres, agora com cursos de operadoras, mantenedoras, nas eólicas do Nordeste exclusivamente para mulheres, inclusive amanhã a nossa diretora administrativa está indo a Umburanas para a formatura do primeiro grupo de mulheres, formado exclusivamente por mulheres, para operação das nossas usinas.

E com relação aos investimentos em responsabilidade social, nós temos mantido aí 100% da utilização de recursos incentivados nos últimos anos. Há obviamente uma disponibilidade maior ou menor em função do lucro tributário, quando a gente tem impactos tributários a comissão percentual do nosso lucro tributário ele pode sofrer variações ao longo dos anos.

Vamos para o próximo slide. Comercialização de energia. Bom, isso aí basicamente dá um panorama da nossa disponibilidade de energia para os próximos anos, no primeiro gráfico à esquerda, quando a gente vê que a nossa política é uma política de manter uma energia descontratada para eventual impacto hidrelétrico, isso vai aumentando obviamente à medida que a gente vai se distanciando do ano presente porque nós precisamos não só ter a reserva hidráulica, mas também a capacidade de atender nossos clientes, a renovação dos contratos dos nossos clientes. Então é essa a maneira que a gente atua, a gente vende a energia, a gente tem *targets*, a gente tem o objetivo de estar vendido para os próximos anos. É uma estratégia nossa expor a Companhia muito pouco a grandes volatilidades de

preço que podem ocorrer entre um ano e outro, em função do caráter de muita dependência da hidroeletricidade ainda que nós temos no país. Então a gente tem essa visão de estar sempre vendendo energia, mas também de estar com um nível de contratação sempre nos próximos três, quatro anos, bastante elevado.

É o que a gente percebe aqui, ou seja, até 2024 a gente já tem 78% da nossa energia vendida, ou seja, se a gente tirar a reserva razoável para que a gente suporte uma hidrologia bastante crítica, que seria alguma coisa entre 10, 12%, a gente teria 10% do nosso portfólio para venda no mercado livre em 2024, ou seja, aproximadamente aí 550 megawatts médios de capacidade. Essa é a nossa maneira de trabalhar para expor o mínimo possível a empresa a preço, a volatilidade de preço. Então quando hoje a gente olha e fala sobre eventual queda de preço, que aparentemente pode estar havendo no mercado em função de oferta, a gente está olhando que o portfólio nosso está bastante protegido para esse efeito. E lembrando que a gente, - quando a gente olha preços futuros, principalmente preço *spot*, no ano de 2023, - a gente vai ter uma revisão no modelo de preço e que muito provavelmente vai criar uma pressão altista de preço de curto prazo e com isso deve impactar também os valores dos contratos de longo prazo.

Isso, de certa forma, a gente já olha agora, porque com a melhoria da hidrologia do ano de 2020, a gente observou no final de 2021 uma hidrologia mais favorável do que a esperada, houve uma queda de preço em 2022, mas 2023 teve uma variação muito pequena. E aí já observa, o modelo mudando, ele vai também mudar o patamar, ele vai deixar menos volatilidade no nosso modelo de preço. Isso é importante para a estabilidade de preços e para uma estratégia mais adequada do operador.

Bom, a gente dá muita importância para o mercado livre, então por isso a gente tem uma diversificação grande de clientes, a gente hoje tem a siderurgia como o principal, como um dos principais segmentos, mas sendo o maior deles, ele representa somente cerca de 14%, depois vem alimento, cimento, ou seja, uma diversificação entre os principais segmentos industriais e comerciais da economia brasileira, sem grandes concentrações, obviamente tentando evitar riscos de um específico segmento.

Vamos mais um slide. Bom, isso aí é mais uma ideia de como é que a gente está estruturado na parte comercial, não tem grandes alterações, principalmente aí falar sobre uma redução do número de clientes, quando a gente viu uma redução da disponibilidade de energia a gente foi seletivo com relação a alguns clientes e com isso a gente reduziu um pouquinho o número de clientes, não tem nada a ver com uma mudança de estratégia, mas sim com uma

mudança de disponibilidade. No ano de 2021, como a gente sentiu, existia uma possibilidade de termos pouca hidrologia ao longo do ano de 2021 e que poderia refletir em 2022, obviamente a gente diminui o nosso apetite de contratação com clientes com um maior nível de risco e com isso a gente acabou reduzindo um pouquinho o número de clientes. Mas a ideia e a tendência nossa é, à medida que o mercado se abra, que essa curva de número de cliente suba e que a gente tenha um número cada vez maior de clientes menores, oferecendo margens maiores porque eles vêm da migração das distribuidoras.

Vamos lá, mais um slide. Falando da expansão da nossa capacidade, como a gente mencionou, a Companhia continua buscando crescimento. Iniciamos esse ano a construção do projeto Eólico Santo Agostinho, ele está com um avanço físico de 7,7%, no estágio inicial da construção, de concretagem, é um parque de 434 megawatts de capacidade instalada e o início da operação ocorrerá agora até o final do ano. Esse ano entra uma parte da capacidade e ao longo do primeiro trimestre e segundo trimestre, no máximo, do ano que vem a gente tem a operação 100% deste parque. São 70 geradores com máquinas da última geração, de 6,2 megawatts cada uma.

Vamos lá? O projeto de transmissão nós já pincelamos um pouco, ele sofreu um pequeno atraso em função dos efeitos Covid naturais, e isso obviamente gerou também um aumento de CAPEX, na medida em que a improdutividade gerada pelo Covid fez com que o número de HH (homem-hora) gasto ele é aumentado, e isso faz com que então também a gente tenha tido a necessidade de revisar o nosso investimento estimado. Mas continua super dentro da expectativa de retorno da Companhia e a gente pretende agora em março faturar aproximadamente 95% da RAP, ficando uma pequena parcela a ser iniciada só em 2023, em função da entrada em operação de uma subestação e linha da Copel. Então, a gente vai estar com praticamente todo o projeto operacional em março, o projeto pronto, esperando a conexão da Copel.

Vamos para outro slide, Rafael? Aí no caso de Novo Estado a gente tem uma situação um pouquinho diferente, nós também tivemos atrasos em função da Covid, em função do acidente que nós já mencionamos aqui no ano passado, foi extremamente crítico para nós, nós precisamos olhar todos os procedimentos, inclusive nós substituímos a nossa subcontratada que fazia a montagem e a construção de uma parte da linha Novo Estado, e agora nós temos um prazo de entrada de 50% da RAP até abril e o final, 100% da RAP, previsto para o fim de 2022. Então a gente está estimando aí que no início, provavelmente no início do 4º trimestre a gente tenha essa linha totalmente operacional. É uma linha, lembrando, gigante, 1. 800 quilômetros de linhas, cruzando 22 municípios entre o Tocantins

e o Pará.

Vamos lá, Rafael? Bom, como a gente mencionou, a gente acabou de adquirir Paracatu e Floresta, então ele aparece pela primeira vez, e como já é um ativo operacional vai entrar dentro da linha normal de operação, são 259,8 megawatts picos, com capacidade comercial de 59 MWm. Um fator extremamente importante, os PPAs de Paracatu e de Floresta têm valores bastante elevados, oriundos do leilão de 2014 junto com a nossa Assú. Assú nós vendemos 30 megawatts de capacidade instalada e esses parques então passam agora para nossa operação, eles estão no estado de Minas Gerais e da Bahia, fazem a composição do nosso núcleo solar agora. Então passamos a ter no total algo em torno de 290, quase 300 megawatts pico de capacidade instalada em solar, e visando aumentar através do projeto Assú Sol, como a gente vai ver um pouco mais adiante na nossa expansão. Vamos lá?

Bom, Jirau também sempre aqui, a intenção do controlador em algum momento com o tempo trazer esse ativo, o ativo tem melhorado bastante a sua gestão, diminuído a sua exposição ao GSF através da compra de energia no mercado, melhorias operacionais, discutindo aí operação em cota constante, então tem algumas melhorias significativas que Jirau vem sofrendo ao longo desses primeiros anos de operação, em algum momento a gente vai ter o controlador trazendo esse ativo para a nossa avaliação, a avaliação do Comitê de Partes Relacionadas, para que a gente possa então agregar na Engie Brasil Energia o ativo de Jirau.

Vamos lá, Rafael. Aí, como a gente estava falando, projetos em desenvolvimento, a gente tem um graficozinho, um pequeno gráfico à esquerda na parte de baixo, mostrando aí a evolução do nosso *pipeline*. Hoje nós estamos com 2,2 gigawatts de *pipeline* basicamente solar e fotovoltaico, nossas renováveis, a gente tem, como nós mencionamos, adquirimos recentemente, cadê o Assú Sol? Conjunto fotovoltaico Assú, está com 870 megawatts lá.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Consolidando com os nossos outros dois projetos não é Sattamini, no mesmo parque, na mesma região.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Obrigado Rafael. Vamos adiante? Eu vou passar agora para o Malta para ele falar do desempenho financeiro.

SR. MARCELO MALTA – Diretor Financeiro: Olá! Bom dia, pessoal. Bom, o Sattamini já mencionou no início os eventos mais importantes do ano, que impactaram o nosso

resultado financeiro. No Slide 20 nós trazemos aqui a nossa performance financeira demonstrada através do ROE e do ROIC. Se desconsiderarmos os efeitos do *impairment* teríamos uma queda do ROE de 36,1% para 29,9%, isso deve-se basicamente à redução do nosso lucro líquido motivada pela elevação da nossa despesa financeira, como já mencionado pelo Sattamini. No ROIC a variação é uma pequena redução de 22,7% para 20%, que mantêm os níveis históricos de ROIC.

No quadro à direita nós temos um demonstrativo da nossa performance de 2016 a 2021, então nesse período fizemos investimentos no montante total de R$ 22,5 bilhões, com alavancagem bastante elevada, de 82%. Aumentamos a nossa capacidade instalada própria total de 17%, em ativos renováveis 34%. Adquirimos a TAG, participação de 32,5%. Entramos no segmento de transmissão, com 2.800 quilômetros de linha, que estão em fase final de construção. Nosso EBITDA ajustado entre os períodos variou de 113% e o lucro líquido 34%, inferior na variação do EBITDA, principalmente pelo impacto nesse ano da despesa financeira sobre o nosso lucro. Em dividendos e juros sobre capital próprio distribuídos no período totalizamos R$ 11,1 bilhões.

No Slide 20 tem um gráfico que demonstra a variação da nossa receita financeira no período. Tivemos R$ 174 milhões de elevação da nossa receita financeira por conta da remuneração dos nossos ativos financeiros. Só lembrando que a aquisição de Jaguara e Miranda, seguindo os procedimentos contábeis, ela foi registrada como um ativo financeiro, que é reajustado por índice de inflação e taxa de juros também.

Ano passado nós tivemos exportação e deixamos de ter esse ano. Preço e volume de vendas no combinado nós tivemos uma elevação de preço importante mas, por outro lado, uma queda de volume, isso deve-se basicamente a uma redução de consumo de cliente. Tivemos também restrição de geração de Pampa Sul por conta de importação de energia do Uruguai, e também tivemos uma redução do volume de energia vendida por conta de uma maior quantidade de energia descontratada que nós deixamos nesse ano para proteção contra a variação do GSF. Em 2020 tivemos uma recuperação de tributos de PIS e COFINS, e na atividade de transmissão também temos ativos de contrato, ativos financeiros que foram atualizados pelos índices de inflação e que totalizou uma variação de R$ 281 milhões.

Próximo, Rafael. Bom, resultado da TAG, a TAG fechou o ano com resultado de R$ 602 milhões, variação de resultado que contribuiu para o nosso EBITDA em R$ 187 milhões. Variação de resultado da TAG deve-se basicamente a atualização dos contratos de transporte de energia por índices de inflação. A TAG tem contratos atualizados pelo IGP-M

e IPCA também.

No EBITDA, se compararmos os valores registrados entre os 2 períodos nós tivemos uma queda de 8,4%, mas se desconsiderarmos os eventos não-recorrentes tivemos uma elevação de 12,3%. É um impacto importante, foi repactuação do risco hidrológico, como mencionado pelo Sattamini, em 2020 nós registramos R$ 968 milhões e em 2021 R$ 1,591 bilhão, então uma variação entre os anos de R$ 623 milhões. Então no total do montante registrado da repactuação do risco hidrológico nós totalizamos quase R$ 2,6 bilhões.

Nós tivemos uma redução de compra do volume de energia para gestão de portfólio, esse ano foi um ano bastante atípico, tivemos preços elevados de energia, PLD médio no ano passado ficou em torno de R$ 280, tivemos por conta disso uma oferta menor de energia. E optamos também por um maior volume de descontratação de energia, o que reduziu a nossa necessidade de compra.

Já mencionei a remuneração do ativo financeiro de Jaguara e Miranda, que elevou o nosso EBITDA em R$ 174 milhões. Preço e volume também já mencionei no slide anterior. Tivemos elevação dos encargos regulatórios nos nossos contratos de prestação de serviços, principalmente serviços de O&M, por conta de atualização dos contratos pelos índices de inflação. Combustível, uma elevação do consumo de carvão por conta de uma maior geração fora da ordem de mérito dos ativos de Jorge Lacerda.

Transações na CCEE o Sattamini já mencionou, que o impacto no ano de 2021 foi negativo, somente de R$ 35 milhões, muito por conta da nossa gestão eficiente do portfólio que mitigou os riscos de exposição ao GSF. Então, essa variação de R$ 295 milhões deve-se principalmente ao fato de no ano de 2020 nós termos fechado com uma posição positiva de R$ 240 milhões de transações na CCEE. A equivalência patrimonial, como eu já mencionei também, é a nossa participação sobre a variação do resultado da TAG.

E a penúltima coluna, o impacto não-recorrente, como já mencionado também, que é o *impairment* Pampa-Sul e Engie Geração Solar Distribuída e também a perda de capital que nós tivemos na venda dos ativos de Jorge Lacerda.

Evolução do nosso lucro líquido também, se compararmos os valores registrados nós temos uma queda de 44% e se isolarmos os impactos não-recorrentes essa redução fica em 11,8%. O principal impacto aqui, como já mencionado também pelo Sattamini, é a despesa financeira sobre o nosso estoque de dívidas, lembrando que cerca de 66% do total da nossa

dívida está indexada ao IPCA, e o impacto não-recorrente também aqui demonstrado, como já mencionado, são os *impairments* e a perda de capital na venda de Jorge Lacerda.

Bom, aqui é demonstrativo do nosso endividamento, uma elevação de 2020 para 2021, principalmente em razão dos saques de financiamento para Santo Agostinho e também emissão de debêntures para financiar o *equity* de Santo Agostinho, e também liberações remanescentes dos financiamentos de Gralha Azul e Novo Estado. Então, fechamos o ano com um caixa bastante robusto, de mais de R$ 5 bilhões, o que nos permitiu distribuir a totalidade do lucro desse ano mais o lucro que nós retivemos no ano passado. Em termos de alavancagem, ainda em níveis bastante confortáveis, fechamos o ano com duas vezes a dívida líquida/EBITDA.

E o perfil da nossa dívida, eu acho que cabe destacar uma parcela expressiva que vence em 2022, taxa pré. Em 2020 nós decidimos fazer um *swap* das nossas dívidas indexadas ao CDI que venciam em 2021 e 2022, isso se mostrou uma decisão bastante acertada, está gerando ganhos financeiros expressivos para a Companhia. Então, no quadro à direita, uma composição do nosso endividamento, uma parcela importante indexada ao IPCA, como eu mencionei. O *duration* da nossa dívida hoje está em 6,9 anos, e o custo nominal hoje está em 13,1% ao ano, o que equivale ao IPCA+2,8%.

E o nosso plano de investimentos, 2022 nós temos principalmente os investimentos em Santo Agostinho, e parcelas pequenas ainda remanescentes de Gralha Azul e Novo Estado. 2023 também os investimentos que ficaram faltando para concluir as obras de Santo Agostinho.

Aqui o histórico da nossa distribuição de dividendos, como já mencionado, em 2021 nós vamos distribuir a totalidade do nosso lucro líquido ajustado do ano além do montante que nós retivemos do lucro do ano passado. Com isso a gente fecha um *Yield* de 6,2%. Então da parte financeira era isso, eu devolvo a palavra para o Rafael.

INÍCIO SESSÃO PERGUNTAS E RESPOSTAS

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Com isso então a gente encerra. Vamos abrir aqui a sessão de perguntas e respostas, a gente tem uma série de perguntas, eu vou tentar consolidar aquelas que são similares. A primeira pergunta, vou dividi-la em três partes, Sattamini e Malta, eu vou combinar a pergunta da Maria Carolina

Carneiro, a Carol lá do Credit Suisse e do Antônio Junqueira, do Citibank, que é sobre a aquisição das fotovoltaicas Paracatu e Floresta. Eles gostariam que a gente comentasse sobre a aquisição, se os R$ 625 milhões é o que responde por *enterprise value* ou o valor do *equity* e, se tem dívida, qual é o valor da dívida ou o percentual de alavancagem desse projeto. E também se possível uma visibilidade de margem EBITDA.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Talvez eu possa responder à pergunta, Rafael. Eu falei na apresentação sobre os R$ 625 milhões em referência a *equity value*, a dívida é mais ou menos o mesmo valor*, fifty-fifty*, dívida e *equity*, talvez, dado um pouquinho mais de cor aí à aquisição a margem EBITDA do ativo é de 70%. O que mais foi perguntado, Rafael? Eu acho que isso aí eu acho que...

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: É, eu acho que é o básico do que está perguntado. Perguntou também se a empresa está analisando outras aquisições entre partes relacionadas semelhantes, eu acho que é um pouco a questão do Jirau...

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Não, esses eram os dois ativos que estavam... Contando um pouquinho da história, esses ativos eles foram desenvolvidos fora da Engie Brasil Energia porque, na verdade foram desenvolvidos por uma empresa que não era do parque, chamava Solar Direct, que em 2015 ela foi adquirida logo depois do leilão de 2014. Então, como demorou um certo tempo para que essa empresa fosse absorvida pelo grupo lá fora, ela seguiu o desenvolvimento dela, estava num processo de construção e licenciamento, coisa que fez com que nós não nos envolvêssemos até o COD, e do COD para cá a gente vinha analisando, esperando o melhor momento para aquisição ser feita, em função de diversos ajustes que as plantas deveriam ter sofrido, sofreram nesse tempo para melhoria de performance. E agora, com o ativo com menos riscos de operação, a gente entendeu que era o momento de fazer essa transferência do controlador para nós. E aí, foi por isso que nós montamos o Comitê de Partes Relacionadas. Mas em termos de números principais, então é uma margem de 70%, margem de EBITDA, *fifty-fifty*, R$ 625 milhões de *equity value*, um pouquinho mais, R$ 649 milhões de dívida, e tem aí potencial *earn out* em função da melhoria de performance que foi obtida, se vai ser comprovada ainda esse ano, se tiver obviamente *earn out* é mais resultado para nós que vai ser dividido, então pode melhorar ainda mais a nossa rentabilidade. Então foi uma redução bastante interessante para as partes. Era um ativo isolado aqui, de tamanho relativamente pequeno, então fazia todo sentido para Engie transferir, manter a Engie Brasil Energia como a única operadora de ativos de geração de energia aqui no país, fora Jirau, que tem uma participação... Na verdade Jirau, nós somos

uma parte interessada, com 40%, não somos o controlador, somos o acionista de referência, e que também, no momento adequado ele será trazido à análise. Teve uma outra pergunta que eu vi aqui pelo *chat* de uma pessoa física, não há nenhum *trigger* ainda, não foi iniciado, startado nenhum processo de ação, isso será feito no momento adequado que o controlador entender que o ativo está pronto, com os seus riscos mitigados, para evitar que a gente tenha uma divergência grande de percepções entre a empresa e o controlador. Então a gente precisa diminuir ao máximo as incertezas para que a gente possa ter uma discussão saudável como a gente teve agora nos ativos solares.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Eu acho que isso também, para complementar também, o Bruno, que fez essa pergunta sobre Jirau, ele questiona o nosso interesse em ativos de geração hidrelétrica, acho que valia a pena um comentário.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Olha só, nós somos um grande operador de hidrelétrica no país, talvez o maior, e nosso interesse por hidrelétrica é grande. Obviamente, hidrelétrica por hidrelétrica somente não é o nosso foco, a gente vem crescendo muito em renováveis para que a gente possa ter um balanço, uma matriz de geração mais equilibrada, até para que a gente possa diminuir o risco do portfólio como um todo. É óbvio que a aquisição de Jirau ela aumenta o percentual de energia hidrelétrica no nosso portfólio, mas também libera a capacidade para a gente poder investir mais em renováveis não-convencionais à medida que obviamente o escoamento e transmissão cresça. Hoje a gente tem aí um grande gargalo no Nordeste do país, que é o grande foco da geração da energia renovável não-convencional, que é a transmissão e a transferência da energia, a capacidade de transferência da energia do Nordeste para o centro, o grande centro consumidor, que é o Sudeste. Mas temos sim interesse em hidroeletricidade, podem vir outros ativos, obviamente não ativos *greenfield,* hidrelétricas a gente vai cada vez menos, pelas restrições ambientais que a gente vê no país, mas ele complementa aí a nossa capacidade de geração e vai nos propiciar crescer ainda mais em renovável não-convencional.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Perfeito, Sattamini. Muito obrigado. Indo aqui para a segunda pergunta da Carol, é sobre GSF, perspectiva para 2022. Ela pergunta também sobre estratégia de proteção, acho que o mercado sabe que a gente não abre, mas acho que você pode fazer um comentário.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Sim. GSF a expectativa no final do ano passado, eu diria ali no início do 4º trimestre do ano passado

era de um GSF muito mais baixo, com uma situação hídrica muito pior, tanto é que o governo lançou ali naquele momento medidas de redução do consumo, despacho termelétrico, etc., e obviamente a empresa se preparou para um cenário mais crítico. Sempre falam que existe uma simetria aí na situação de ficar curto num período de hidrologia ruim ou longo num período de hidrologia boa. Quer dizer, a gente podendo, a gente fica. Prefere ficar longo num período de hidrologia boa, porque a perda em relação à contratação para esse contrato de longo prazo é muito menor do que a perda que você tem ao comprar a um PLD extremamente elevado, tendo vendido por um preço de longo prazo. Então essa é a simetria do mercado e a gente então tem agido e tem buscado ser bastante conservador nisso. Mas o que a gente percebe é que, quando a gente olha o ano passado, com um GSF próximo de 70 e a gente olha agora para 2022, a expectativa inclusive da própria CCEE é de ter alguma coisa muito mais próxima de 85. Então, ou seja, nós teremos mais energia, mais energia distribuída entre geradores hidrelétricos, então, de uma certa maneira a gente vai estar liquidando mais energia, vai estar com o balanço, em termos de expectativa, mais forte do que a gente esperava quando a gente fez o nosso orçamento, por exemplo, o orçamento da Companhia.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Perfeito. Obrigado, Sattamini. Agora uma pergunta tanto da Carol do Credit Suisse como no Arlindo Souza, do TC, sobre a participação no próximo leilão de transmissão, se temos interesse e qual é a opinião.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Sim, transmissão também é um foco nosso, a gente entende que contribui para a transição energética através, como a gente disse, da transferência de energia da área de produção para a área de consumo. É uma atividade que dá estabilidade também ao nosso fluxo, dá oportunidade de crescimento. Então, é sempre o que a gente lembra, a diversificação de negócios ela propicia em momentos diferentes oportunidades também diferentes. A gente vê hoje a tradição, é uma verdade, é uma competição muito grande, como no passado a gente viu uma geração pelos leilões, mas a gente entende que essas coisas são cíclicas. Pode observar também que o próximo leilão seria um leilão bem menor em termos de tamanho, e ele foi aumentado em função de *bids* de *players* muito agressivos no passado que acabaram não conseguindo converter aqueles *bids* em linhas de transmissão na sua realidade. Então, o que a gente verá é que aqueles *players* muito agressivos, que fazem com que o mercado acabe, teoricamente percebendo um retorno muito mais baixo, na verdade eles não têm sucesso. Então, a gente espera que isso demonstre aí ao mercado que a agressividade tem limite, que a gente tem que fazer com que o *bid* seja sustentável, que as empresas que entrem nesse setor elas levem adiante as linhas e entreguem. E isso é

extremamente importante até para o planejamento energético do país. Se você leiloa uma linha que era prevista para ficar e era necessária ficar pronta em 4 anos e você passa 2 anos tentando lutar contra aquele empreendedor que não consegue fazer a linha 2, 3 anos e depois vai licitar aquela linha, essa linha atrasou 3, 4 anos e com isso o planejamento energético fica prejudicado. Então acho também, é uma função do regulador e do governo de estar atento a esse tipo de *player* que tem uma postura muito mais agressiva e que acaba reduzindo o preço do mercado, reduzindo o retorno e forçando, criando um ambiente não saudável e não sustentável de negócio a longo prazo. Vamos estar de olho sim, esperamos que o comportamento seja um comportamento mais racional, se não for racional vamos deixar para crescer em transmissão no momento em que as linhas apresentem retornos adequados ao risco da sua implantação.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Muito bem, Sattamini, eu vou fazer algumas perguntas relacionadas ao mercado, à área comercial. Pergunta que veio de investidor pessoa física e também do Giuliano Ajeje, do UBS, sobre a nossa participação no mercado livre. Lembrando que a pessoa física comenta sobre o nosso *break down* de 60% no mercado livre, 40% no regulado, ele pergunta se a empresa segue um padrão para ter essa percentagem num mercado e no outro, para você comentar essa estratégia. E aqui o Ajeje está fazendo uma pergunta sobre o nosso crescimento no mercado, se a gente vai continuar focando em clientes de alta tensão ou também pretende ir para clientes de menor tensão.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Vamos lá. Primeiro a primeira pergunta, sobre 60-40, isso é uma consequência, a gente olha que o mercado regulado ele tende a acabar, o governo com essa modalidade de leilões, na hora que ele tira e pretende tirar das distribuidoras a obrigatoriedade de comprar energia e cada vez abre mais o mercado ele vai diminuindo esse mercado regulado e é natural que o nosso percentual de participação no mercado regulado no nosso portfólio reduza. É óbvio, a gente tem contratos aí de longuíssimo prazo, as hidrelétricas vendidas lá em 2004, 2005, 2006, 2007, esses contratos eles vão continuar até o seu final, que é 2034 até 2037. Então tem mais aí 10, 12 anos, se pegar o caso de Jirau até mais, no caso de que venha para nós. Então nós vamos continuar a ter uma parte do mercado regulado no nosso portfólio. Mas é uma realidade que o mercado livre vai substituir então essas aquisições feitas no mercado regulado. E com abertura do mercado com clientes cada vez menores. Nós estamos nos preparando já há algum tempo, se vocês olharem aí as nossas apresentações e as nossas conversas no Por Dentro da Engie, que ocorreram aí nos últimos 4, 5 anos, a gente vem falando em investimento em digitalização, padronização de contratos, plataformas digitais.

Hoje nós temos vários produtos na plataforma digital, que são apresentados para os nossos clientes com grande sucesso e a tendência é que essa digitalização continue do nosso lado, principalmente para reduzir custo de transação na medida que os clientes fiquem menores. O custo de transação é cada vez mais relevante no contexto e na rentabilidade do negócio. Então vamos sim, vamos continuar crescendo, à medida que o mercado se abra, à medida que o número de cliente aumenta. A nossa intenção é capturar a nossa parcela do mercado, continuar como líder na venda de energia no país, e obviamente isso vai causar aí uma mudança de paradigma. Ao invés de estarmos aí com apenas os clientes de alta tensão, que são também importantes para nós, nós também estaremos no mercado de mais varejo, atendendo clientes menores. O que a gente costuma falar aqui, a gente segmenta também os clientes em *private,* o *corporate* e o *retail*. Então igual os bancos fazem a gente acaba tendo que também fazer com produtos específicos para cada segmento para atender e satisfazer as necessidades de cada segmento.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Ok Sattamini, obrigado então. Agora uma pergunta que também envolve a área comercial, falar sobre preços. A pergunta vem do Victor Sousa, da Genial. Se a gente consegue sentir uma pressão baixista nos preços de energia de longo prazo, segundo ele porque existe, dada a expressiva sobreoferta no balanço brasileiro. E, também somado a isso um cenário mais benigno de chuva. Acho que você já comentou que no longo prazo a gente também tem visto queda dos preços, mas seria bom dar uma reforçada aqui nessa questão.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: É, assim, o preço de longo prazo ele tende, de longuíssimo prazo, de 5, 6, 7 anos para frente, você tende ao custo marginal da expansão, que tem decrescido ao longo dos últimos anos, principalmente pelo barateamento e melhoria da eficiência dos equipamentos eólicos e solares. Eles têm um limite, e o que a gente percebe é que também agora com a inflação das *commodities*, com a desvalorização cambial, esses preços já estão mais altos no futuro. Então, a gente já percebe até um descolamento do custo marginal de expansão na oferta. Pode ser até que isso seja já fruto dessa possível sobreoferta que a gente observa num período intermediário ali. E é nesse período intermediário que a nossa empresa tem um alto nível de contratação, então nós não estamos preocupados com essa eventual sobreoferta. Agora, lembrando, sobreoferta, preços baixos, frustração de rentabilidade para os projetos e o que vai acontecer é que esses desenvolvedores de projetos que venderam energia a preço baixo não vão ter o retorno satisfatório e serão penalizados pelos seus investidores, serão penalizados também pelos seus financiadores, que não vão alcançar os níveis de cobertura, etc. Então é possível que se/ou efetivamente ocorrer esse

excesso de oferta, esse excesso de oferta a gente tem que olhar que ele precisa ter escoamento para energia, tem muito projeto hoje que está sendo registrado na ANEEL e isso também traz uma grande ansiedade pro mercado, mas são projetos que não terão escoamento, que não tem linha, que não tem capacidade. Existe um planejamento do escoamento que é condizente com a demanda de energia prevista. Então assim, eu não vejo preços que sejam extremamente disruptivos para indústria, então a gente pode ter momentos em que o preço fique um pouco mais baixo, mas a tendência dos preços é acompanharem o custo marginal de expansão, que de uma certa maneira eles já caíram significativamente e a tendência é que ele se estabilize em algum patamar de preço de longo prazo.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Ok, Sattamini, obrigado. Antes de partir para próxima pergunta eu gostaria de fazer dois comentários de perguntas que vieram de investidores pessoas físicas. O primeiro é o Alcides Tozzo, ele pergunta, como eu sei se a minha empresa preenche os requisitos para contratar uma empresa de energia no mercado livre. Então Alcides, você pode entrar em nosso site, na área de mercado livre, e também no nosso Energy Place, que é onde você encontra informações de como se enquadrar e quais são os requisitos necessários. Pode entrar em contato conosco aqui também se houver alguma dificuldade, nós te auxiliamos a identificar o lugar correto no site.

Um outro comentário, a gente teve uma pergunta aqui do Christian, só para esclarecer, ele pede para a gente comentar porquê da redução de aproximadamente 300 funcionários no quadro da empresa em relação ao último trimestre. Aqui é bastante importante esclarecer que no 4º trimestre a gente concretizou a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, e na verdade então não houve demissão, na verdade esses empregados foram transferidos e continuam trabalhando nesse ativo com o novo proprietário. Então, não houve uma demissão de 300 empregados no trimestre. Então, deixando isso esclarecido e passando agora para um novo tema, Sattamini e Malta, o Giuliano Ajeje, do UBS, ele comenta do vencimento do contrato O&M da TAG agora no primeiro semestre de 2022 e ele pergunta o que é que nós pretendemos fazer e se há possibilidade de redução de custo na TAG.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Vamos lá, Giuliano. Obrigado pela pergunta. O vencimento está ocorrendo e já está havendo um período de transição, já se acordou entre a Engie e a CDPQ uma nova modalidade, o preço será reduzido, eu não posso falar do preço aqui, mas ele será sim reduzido e refletirá no resultado dos próximos períodos. A gente vai ter um período de *overlap* entre a equipe nova

de operação da Engie e o período da saída do pessoal da Transpetro. Então, vai sim ter uma economia para o ativo e vai representar em aumento de rentabilidade para os próximos períodos. Lembrando que a TAG tem uma característica bastante interessante, lembrando, foi uma aquisição alavancada e que ela previa um período de amortização do *Aquisition Finance*. Então, ela vai aumentando aí a sua rentabilidade também significativamente nos próximos anos em função da redução da despesa financeira, fruto das amortizações de financiamento. Então, a nossa expectativa é que a gente tenha resultados crescentes na TAG nos próximos anos, aí nós teremos o vencimento dos contratos originais da Petrobras, e aí sim entram os contratos regulados e aí a gente entra no modelo normal de remuneração de base de ativos. Mas a gente, até lá nós teremos aí uma melhoria de rentabilidade, na verdade melhoria de geração de resultados e com isso melhoria de distribuição, contribuição maior no EBITDA da Engie Brasil Energia.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Obrigado, Sattamini. Uma pergunta sobre alavancagem, o Arlindo Souza da TC, nos questiona se a gente pretende financiar novos projetos mantendo a estrutura de capital atual ou seria factível um aumento na alavancagem financeira.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Olha, sim, a gente tem espaço para alavancar um pouco mais a Companhia, a gente pela nossa sensibilidade o limite máximo de alavancagem para manter o *rating* AAA junto à nossa classificadora de risco é da ordem de 3,5x dívida líquida/EBITDA. A gente tem um histórico de estabilidade em geração de resultado e a ideia é a gente manter um nível obviamente de alavancagem que seja ótimo, considerando que o limite máximo para manutenção do *rating* é 3,5x. Isso não quer dizer que eu vou pular para 3,5, ficar em 3,5 o resto da vida. Não. A gente entende que até 3,5 eu posso, durante a fase de investimento, e a partir do momento em que aquele ativo que eu estou investindo através de *equity* e dívida, um percentual maior em dívida, ele gera o EBITDA, então ele vai imediatamente contribuir para a redução dessa referência dívida líquida/EBITDA. Então, a gente pode ir até 3,5, mas ele rapidamente retorna a 2, 2,5, que é o que a gente entende que é um nível razoável para operação no longo prazo. Então, vai ficar flutuando ali entre os 2, 2,5 e 3,5 na medida em que os investimentos estão acontecendo. Se houver a necessidade de um crescimento mais robusto, aí sim a gente pode analisar numa outra estrutura de capital, mas que pelo momento, a gente não tem nenhuma intenção.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Obrigado, Sattamini. A gente está com o tempo um pouco estourado, mas eu vou partir para duas últimas perguntas

porque eu acho importante a gente comentar. A primeira vem do Rodrigo, investidor pessoa física. Ele está nos perguntando sobre os atrasos na implantação dos projetos, ele nominou Gralha Azul, Novo Estado e Santo Agostinho. Eu só queria esclarecer que, ele colocou aqui que Santo Agostinho passou de março de 23 para 1º trimestre de 24. Não é o que está acontecendo, Rodrigo. Na verdade Santo Agostinho, a previsão era março de 2023 e nós estamos antecipando para final de 2022, não 1º trimestre de 2024. Sattamini, você quer comentar? Você já falou sobre a questão do Covid, os impactos que a gente teve na implantação desses projetos, mas queria fazer mais algum comentário adicional, Gralha Azul, Novo Estado, a questão das chuvas, ou lá no Norte?

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Assim, Rafael, são coisas normais, eles estão atrasados em relação ao que a gente almejava como meta interna, mas está bem alinhado com o que seria o nosso *business plan*, ou seja, isso não afeta de forma significativa a rentabilidade dos projetos. Então, eu acho que talvez seja muito um aspecto para ressaltar, e que eles estão muito adiantados com relação às obrigações junto ao regulador. Mas muito. Significativamente. Só para ter uma ideia, Gralha Azul entrou 18 meses antes, então ele estará pronto praticamente 12 meses antes, 100% da operação, 12 meses antes da expectativa. Então assim, na verdade nós não temos um atraso com relação à regulação, temos uma antecipação bastante significativa.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Perfeito, Sattamini. Obrigado. Gente, eu vou partir para uma última pergunta, e sempre deixando o canal aberto aqui da área de relação com investidores para responder as que eventualmente a gente não consiga endereçar aqui no prazo do nosso *call*. Sattamini, a última pergunta, do Ricardo, uma pergunta pedindo para você endereçar quais são as principais apostas da Engie para 2022.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Nossas apostas são entregar os projetos que a gente ainda tem na carteira, dentro do orçamento realizado e no prazo, eu acho que a gente está num caminho bom, o nosso time de implantação está se esforçando bastante para isso. Desenvolver a nova capacidade através de contratos com nossos clientes livres, e também o nosso time de comercialização e de desenvolvimento está bastante focado nisso. E obviamente prezar pela eficiência operacional, extrair o melhor possível do nosso ativo, estar atento à regulação, nós temos aí um ano bastante importante para que a gente esteja atento às mudanças regulatórias e que elas sejam feitas de maneira racional e que venham a equilibrar os interesses dos diversos agentes e seja um ambiente cada vez mais saudável para operar no Brasil. A gente tem conseguido isso, se a gente olhar, ao longo desses 22 anos de operação, a operação

tem sido, é óbvio, a gente tem altos e baixos, mas, de uma certa maneira, a amplitude dessas variações é muito pequena, nós temos conseguido influenciar a regulação de forma favorável, a ter um ambiente muito bom de negócios no Brasil e também navegar bem, mitigando riscos, reduzindo os *downsides* da nossa operação. Então são essas apostas nossas aí. A gente vai crescer, temos já um crescimento adquirido e vamos buscar crescimento, lembrando, crescimento rentável, não adianta crescer para aumentar *market share.* Isso não representa retorno no bolso dos nossos acionistas. Disciplina financeira sempre foi uma das principais características da nossa Companhia e continuará sendo, na hora que a gente anunciar algum novo projeto esse projeto vai estar calcado em várias premissas, que são premissas que vão agregar retorno adequado ao risco que esses projetos vão apresentar.

SR. RAFAEL BÓSIO – Gerente de Relações com Investidores: Perfeito, Sattamini, obrigado. Malta, muito obrigado. Acho que com isso a gente encerra a sessão de perguntas e respostas. Agradeço as perguntas, foram bastante enriquecedoras aí para a nossa conversa. Novamente deixo à disposição toda equipe de relação com investidores para endereçar as perguntas que a gente não conseguiu responder, e vamos mantendo contato. Sattamini, palavras finais, Malta, palavra finais, por favor. Fiquem à vontade.

SR. EDUARDO SATTAMINI – Diretor Presidente e de Relações com Investidores: Agradecer a presença de todos, nós tivemos um número bastante grande aí de participantes, a gente fica muito orgulhoso de chamar a atenção e de ter a presença de todos vocês aqui conosco. Então um abraço, até o resultado do 1º trimestre, senão antes qualquer coisa aí que a gente tenha de importante para anunciar.

SR. MARCELO MALTA – Diretor Financeiro: Obrigado pela participação de todos, é sempre uma honra estar com vocês e até o próximo trimestre.