ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

SCRIPT DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO QUARTO TRIMESTRE DO ANO DE 2024
21 DE FEVEREIRO DE 2025 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do quarto trimestre e do ano de 2024 da ENGIE Brasil Energia. Sou Adriana Wagner, Analista de Relações com Investidores da Companhia, e gostaria de fazer alguns avisos antes de iniciarmos a videoconferência.

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

Disponibilizamos em nosso *website* www.engie.com.br/investidores os arquivos da Apresentação e do *Release* de Resultados, além da DFP e demais documentos arquivados ontem na CVM, onde são divulgadas em detalhes as análises das demonstrações financeiras e dos resultados operacionais, indicadores ESG, avanços na implantação de novos projetos, entre outros fatores relevantes do período.

Antes de prosseguir, esclarecemos que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência relativas às perspectivas dos negócios da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis, e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

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

Para apresentar o desempenho da ENGIE Brasil Energia no quarto trimestre e ano de 2024, estão conosco hoje os senhores Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e Rafael Bósio, Gerente de Relações com Investidores.

Agora, eu passo a palavra ao Takamori, para iniciar a apresentação.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Bom dia a todos. É um prazer estar aqui novamente com vocês. Eu faço essa abertura aqui dos destaques, e, antes de falar nesses quatro elementos que a gente colocou no slide, eu queria relembrar que foi um ano excelente para a ENGIE Brasil Energia: A gente teve ótimos resultados, e isso mostra toda a resiliência da nossa estratégia e mostra que a nossa execução funcionou muito bem — como todos sabem —, nesse contexto tanto local quanto global superdesafiador.

No primeiro bloco aqui, a gente fala sobre a entrada em operação comercial de alguns empreendimentos. Aqui, a gente teve o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, que atingiu 74% de operação comercial já, até meados de fevereiro; e o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol atingiu 25% da capacidade instalada em operação comercial.

Vocês vão ver o efeito disso nos slides seguintes que o Rafa vai mostrar, mas, em resumo, a gente conseguiu colocar, ao longo de 2024, 1,2 GW de capacidade instalada em operação comercial, R$ 9,6 bi de investimentos, o que mostra a nossa capacidade de fazer tanto a aquisição de projetos operacionais quanto a implementação de *greenfield* aqui, com excelência.

Vejam que tanto Assuruá como Assú Sol, eles estão dentro do cronograma — até, inclusive, Assuruá teve uma antecipação importante — naturalmente, dentro do orçamento e dentro da qualidade que a gente espera, porque somos operadores de longo prazo também.

O segundo destaque que fazemos aqui, na parte superior direita, é com relação à produção bruta de energia, que cresceu 24% frente a 2023. É um crescimento muito expressivo; a gente faz o *drilldown* desse valor aqui nos slides seguintes.

E, como todos sabem, o *curtailment* é um tema sensível no nosso país. Ele atingiu aproximadamente 9% de geração de eólicas e solares em 2024, mas ele acaba sendo bastante diluído e neutralizado pela geração do nosso portfólio hidrelétrico e acaba afetando apenas 1% da nossa geração total do portfólio.

No quadradinho inferior esquerdo, também destacamos que a Fitch reafirmou o nosso *rating* nacional de longo prazo em AAA. Isso é muito importante para manter a nossa eficiência de captações. Somos uma empresa que busca novos projetos com alguma frequência e, naturalmente, o financiamento faz muita diferença para a gente conseguir se manter competitiva.

E, por fim, no quadrado inferior direito, destacamos que a ENGIE Brasil Energia integra

pela primeira vez o Dow Jones Sustainability Emerging Markets. Na verdade, esse índice, ele tem um novo nome a partir desse começo de ano — ele passa a se chamar Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets —, mas ele é mais conhecido como DJSI, então a gente acabou guardando os dois nomes por aqui. E retornamos ao ranking Global 100 da Corporate Knights, que a gente vai explicar um pouquinho mais para a frente também.

No próximo slide, a gente fala agora dos principais números. O nosso Ebitda ajustado entre trimestres, no quarto trimestre ele teve uma adição muito importante, uma elevação de praticamente 18%… um pouco mais de 18% em relação ao anterior. E o que a gente acaba destacando aqui é a variação acumulada de 12 meses, que apresentou — no acumulado de 12 meses — um aumento de praticamente 20%, um incremento muito expressivo. Naturalmente, uma parte importante desse incremento, ela é fruto do resultado da alienação parcial da TAG no comecinho de 2024, então R$ 1,3 bi foi associado a essa alienação.

Daí, agora, quais são os principais elementos que levaram esse Ebitda ajustado para esse patamar muito interessante? A gente teve uma contribuição maior do segmento de geração, em R$ 155 milhões — a gente vai comentar isso mais para a frente também —; transmissão também com uma contribuição muito expressiva adicional de R$ 221 milhões em relação ao ano anterior; e, naturalmente, quanto você tem um desinvestimento parcial, isso passa a ter uma contribuição menor nos resultados da equivalência patrimonial — -R$ 280 milhões, aproximadamente.

Quando você faz o acumulado disso, você tem uma contribuição de Ebitda dentro do lucro líquido ajustado de aproximadamente R$ 100 milhões, que é o lado direito do slide. Dá mais ou menos o mesmo *shape*: você tem o quarto tri com um resultado que superou R$ 1 bilhão no lucro líquido ajustado.

Quando a gente vê o lucro líquido ajustado acumulado dos 12 meses, chegamos a R$ 3,4 bi, aproximadamente, sem o efeito da alienação de TAG, o que gera, mais ou menos, um lucro líquido muito próximo do ciclo anterior, de 2023; mas, naturalmente, quando você considera o efeito da alienação da TAG, o nosso lucro líquido bateu 25% de aumento, chegando a R$ 4,3 bi. Então, Ebitda contribuiu com R$ 100 milhões a mais.

Como tivemos uma série de novos empreendimentos que entraram em operação comercial e que entraram no nosso portfólio depois da aquisição de alguns ativos no começo do ano passado, naturalmente você tem uma base de ativos muito maior e, naturalmente, aumenta bastante a nossa depreciação e amortização.

Então, você tem um efeito entre o Ebitda e o lucro que é maior também — em cerca de R$ 150 milhões —, e o resultado financeiro é basicamente nos mesmos níveis do anterior.

Naturalmente, uma parte importante do custo financeiro adicional que a gente teve em função tanto de aumento de custo da dívida em CDI e IPCA foi capitalizada… porque a gente tem alguns ativos em construção, né? Então, parte desse custo adicional financeiro foi capitalizado.

Vamos passar para o próximo slide agora, quando a gente fala um pouquinho mais em detalhe do nosso ingresso no Dow Jones Sustainability Index. Para quem não conhece, esse índice é muito relevante, porque ele é uma métrica global que é aplicada pela S&P.

A gente tem que preencher um relatório que chama Corporate Sustainability Assessment; aqui, basicamente, ele teve uma… Foram analisadas 7,7 mil empresas, 800 foram elegíveis a entrar nesse índice e, no final das contas, a gente acabou se surpreendendo até positivamente, porque a gente fez um trabalho fantástico interno aqui ao longo dos últimos anos tanto dentro de casa —de fato, colocar a sustentabilidade em curso — quanto de conseguir comunicar de forma muito precisa o que a gente tem feito aqui dentro.

E culminou que a gente foi a companhia com o melhor desempenho dentro do Brasil para o setor elétrico e estamos entre as 6 melhores do setor no mundo dentre as 182 empresas avaliadas. Aí embaixo tem alguns indicadores em que a gente está na nata aqui do Emerging Markets, e ficamos entre o top 5% global do nosso setor.

Outro destaque aqui desse slide de ESG é que a Engie voltou ao ranking Global 100 da Corporate Knights, e a gente está ocupando agora a 21ª posição e se coloca como uma das empresas mais sustentáveis do mundo; só tem 3 empresas brasileiras, e nós somos a única empresa do setor elétrico não sediada na Europa. Muito orgulho, é o fruto de um longo trabalho e uma longa evolução aqui.

No próximo slide, agora falamos de indicadores. É um pouco mais quantitativo também. A nossa intensidade de emissões reduziu quando a gente compara em base anual: é basicamente metade — um pouco até menos do que metade — do ano anterior.

Com relação a saúde e segurança, apesar da série de projetos que a gente tem e da implantação simultaneamente no Brasil, com milhares de colaboradores e prestadores de serviços, o nosso número de acidentes… a nossa taxa de frequência reduziu significativamente em relação a 2023, o que nos dá muito orgulho, porque esse é um

pilar da nossa operação aqui: é não ter pessoas em risco, é antecipar de fato qualquer situação — de forma a mitigar — que possa provocar coisas mais graves no nosso time.

Na parte superior direita, a gente fala em percentual de mulheres na nossa força de trabalho e em posições de liderança. Continuamos melhorando essa participação aqui de forma gradual e sustentável. A gente está agora com 32% do total, de mulheres na força de trabalho, *versus* 29,4% no ano anterior; e também um aumento muito expressivo aqui do percentual de mulheres em posição de liderança, batendo 31%, quase 4 pontos acima do ano passado.

No gráfico inferior esquerdo, falamos em investimento em inovação, basicamente os mesmos níveis do ano anterior. O investimento em responsabilidade social teve um salto muito expressivo, basicamente porque nós tivemos um recurso incentivado disponível maior associado ao lucro da venda da TAG no começo do ano passado. Então, algo importante aqui é que não só a gente aumentou esse valor, mas, como a gente usou de fato 100% do incentivo disponível, mostra também a eficiência do nosso time aqui de Responsabilidade Social.

E, por fim, no último gráfico, aqui embaixo na direita, mantivemos o número de pessoas de relacionamento com a comunidade aqui, que a gente calcula aqui com o número de pessoas engajadas — a gente monitora pelo número de pessoas engajadas aqui no nosso entorno.

No slide seguinte, a gente fala de destaques operacionais e mostra por que a gente teve um crescimento tão grande de geração total entre anos. Aqui, eu vou focar nas barras do lado esquerdo do slide, de geração total de energia e acumulado de 12 meses.

A gente mostra aqui na parte de baixo, azul-escura, temos as hidrelétricas. Elas tiveram um incremento muito expressivo. Notem que o ano passado foi um ano que teve um GSF um pouco em linha com o ano anterior — a gente teve um GSF médio de 0,87, versus o ano anterior de 89,9% quase. Isso quer dizer que, em média, no Brasil, se gerou menos do que no ano anterior; mas no Sul, onde temos muitos ativos, a geração foi muito superior, então teve esse desbalanço aqui que permitiu que a gente tivesse uma geração hidrelétrica muito superior ao ano anterior.

Na parte de cima, a gente abre com um pouco mais de detalhe, porque a gente fala agora de eólica, PCH, biomassa e solar, que é a nossa geração por fontes complementares, e a gente mostra nesse slide que, no acumulado de 12 meses, também tivemos um avanço em diversos *fronts*. Na parte de baixo, são as eólicas operacionais —

as que estavam em operação em 2023 —, que tiveram um aumento de performance muito significativo graças a melhorias internas de disponibilidade quanto à gestão mais eficiente dos ativos — mais de 10% de aumento de geração entre períodos.

Tivemos um aumento também na geração… Naturalmente, como a gente entrou em operação uma série de empreendimentos de Serra do Assuruá, a gente também tem mais 92 MW médios que entram na base de eólica — a gente chama um pouco isso aqui de "escopo adicional" —, então a gente quis abrir tanto para comparar o existente quanto o adicional. Mesmo sofrendo *curtailment*, a gente teve um aumento muito expressivo na geração eólica do nosso portfólio.

Biomassa um pouco andou de lado — um pouco menor do que no ano anterior —, e isso é previsível também dentro do nosso modelo aqui. E, para a solar, a gente teve, de fato, uma penalização maior em função do *curtailment*, saindo de 54 MW médios para 48 MWmédios entre períodos — uma redução importante aqui, principalmente em função do *curtailment* —, mas tivemos a entrada de novos ativos dentro do nosso portfólio também, tanto por aquisição — por M&A — quanto por entrada em operação do nosso *greenfield* lá de Assú Sol, o que mostra que a gente fez um salto também na geração solar entre períodos. Ou seja, tivemos um crescimento muito expressivo: geração por fonte complementar aumentando quase 30% em relação ao ano anterior.

Um pouco mais de destaque, no slide seguinte, para o *curtailment*, que tem sido um tema muito importante e talvez um dos mais comentados nos últimos tempos no mercado. Do lado esquerdo aqui desse slide, a gente mostra a nossa performance, o efeito de *curtailment* — ou *constrained-off* — tanto das eólicas quanto solares.

Ali na última barra dos gráficos da esquerda, mostram a Engie versus a média de mercado, a média do Brasil. Tivemos 8% de *curtailment* eólico, versus 7% do Brasil; 16% aqui de *curtailment* solar, versus 15% de média do Brasil. Mostram que o nosso *footprint* é muito parecido com o *blend* brasileiro.

Temos ativos que têm *curtailment* muito acima desse valor, mas também temos ativos com *curtailment* bastante inferior e que leva o nosso nível de *curtailment* para a média nacional.

Quando você faz o combinado de eólico e solar, nós temos um efeito combinado aqui de 9% de *curtailment* total no ano, versus 8% do SIN — Sistema Interligado Nacional. Notem que esse 9%, apesar de naturalmente doer para o nosso portfólio eólico e solar, ele acaba sendo bastante diluído quando você pega o nosso portfólio total.

Isso é importante porque mostra que a gente continua tendo condição total de pagar as nossas dívidas, de absorver esse corte. Naturalmente, a gente está trabalhando para que isso seja cortado na origem, não só por meio de uma operação mais eficiente do operador, por meio da entrada de novas linhas, uma gestão mais eficiente dos ativos…

Então há uma série de ações em andamento aqui, mas, no frigir dos ovos, a gente continua tendo um impacto muito limitado dentro da nossa geração total e, naturalmente, do nosso Ebitda e resultado.

Rafa, você dá sequência nessa próxima etapa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, bom dia; e bom dia, pessoal. Eu vou cobrir aqui duas seções: a comercialização e um *update* sobre os projetos em implantação, o que demonstra como que a gente está expandindo em capacidade instalada e também no setor de transmissão.

Então, iniciando aqui em comercialização, no slide 13, a gente apresenta uma atualização do nosso balanço de energia, em que, se comparado ao que divulgamos no terceiro trimestre, é possível identificar como foi o nosso desempenho na área comercial — como nós contratamos o portfólio.

Então, como já é sabido pelo mercado, nós temos uma estratégia cujo pilar é procurar ficar muito contratado no curto prazo, de maneira a não ficar exposto a preços, ao PLD dos períodos; porque, sim, o PLD pode ser alto, mas ele também pode ser muito baixo, então o nosso objetivo aqui é, de certa forma, blindar a receita da Companhia para que atravesse períodos, por exemplo, de alguma desaceleração econômica, alguma crise hidrológica e eventos que a gente passou nos últimos anos, inclusive uma pandemia. Então a gente acaba blindando a receita da Companhia ao estar muito contratada no curto prazo, e isso é algo que nos guia.

Então, como vocês podem observar, realmente, nos anos de 2025 e 2026, a gente tem só um volume marginal de energia a vender — 4% em 25 e 7% em 26 —, e a descontratação começa a ser um pouco maior a partir de 27. E isso por quê? Porque também no mercado livre, os consumidores, eles não compram energia com tanta antecedência, de quatro, cinco anos; eles começam a comprar energia um ano e meio ou dois anos antes da necessidade de utilizar esse recurso.

Isso é o balanço de energia, do lado esquerdo. Então, comparando com o que a gente divulgou no terceiro tri, pode-se observar que, em média, nós vendemos 110 MWmed —

reduzimos o saldo do nosso balanço em 110 MW médios de 2025 a 2030 —, então conseguindo, sim… tendo liquidez no mercado, conseguindo assinar contratos de maneira que a gente não tenha experimentado uma diluição muito relevante no preço médio.

Do lado direito, o gráfico do lado direito, ele mostra justamente as nossas ações de venda e também o benefício de você não ser obrigado a vender energia. Então vocês podem observar que algumas barras, de um período para o outro, elas… você acelera a venda e reduz a descontratação, mas, em alguns momentos, elas também ficam paradas; ou seja, a gente consegue escolher qual é o melhor momento para contratar energia e não ser obrigada a vender o nosso produto em um momento em que talvez o preço não seja o mais correto dentro da nossa visão.

No próximo slide — slide 14, por favor —, nós apresentamos a nossa estratégia de comercialização de maneira… como estamos abordando a abertura do mercado livre. Vocês podem observar que estamos tendo um crescimento vigoroso no número de consumidores livres no nosso portfólio: mais de 28% em média desde 2021 — passamos de 880 para mais de 1.800 clientes na nossa carteira.

Há uma queda, sim, de volume, mas isso foi até uma escolha nossa num período em que… A gente passou por um ano muito difícil de hidrologia lá em 2021, então tomamos a decisão de ter um posicionamento mais conservador no nosso portfólio, disponibilizando menos energia para comercialização, protegendo mais contra GSF — deixando uma margem maior de GSF nesses períodos.

E agora, com a entrada em operação de novos projetos — como o Takamori comentou e a gente vai explorar nos próximos slides —, a gente começa a ter um volume maior de recursos destinados a venda; então a gente começa a ver agora um ponto de inflexão, e esse volume, ele começa a estabilizar e começa a subir com a entrada desses projetos.

Temos mantido aí… Apesar de ter havido uma queda no nosso *market share* em relação ao quarto trimestre de 2023, a gente observa que, em relação ao terceiro tri, a gente manteve estável, então também mostrando que esses recursos novos estão entrando na nossa carteira de contratos.

Podemos ir para a próxima seção, no slide 16. O primeiro projeto de que a gente atualiza o status é o Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Comparado ao terceiro tri, houve um… A gente tinha um avanço no terceiro tri de 80% — avanço físico global — e, em 31 de dezembro, a gente alcançou 97%, então a obra está praticamente concluída, né? 95% dos aerogeradores já montados ao final do 4T24.

E aqui a gente apresenta também uma atualização até ontem. Então vejam que, do final do ano passado para cá, nós colocamos em operação comercial outros 30 aerogeradores, e 21 aerogeradores terminaram a sua construção e entraram em operação em teste. Então hoje a gente tem apenas 3 aerogeradores em construção, significando que a gente deve alcançar a operação total muito brevemente, nas próximas semanas; ou, no máximo, em um mês ou um mês e pouco, a gente deve estar alcançando essa operação integral de Serra do Assuruá.

Próximo slide, por favor. A gente vai agora para o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, um projeto bastante grande — com quase 900 MW pico de capacidade instalada — e que também tem avançado, inclusive adiante do nosso cronograma: atividades de implantação, 76%; conexão está totalmente realizada.

E a gente entrou em operação em testes ali no final de 2024; e agora, já no início de 2025, já colocamos 4 das 5 usinas que estavam em operação em teste em operação comercial, e mais duas entraram em operação em teste. Então, das 16, 7 já estão em operação — ou em teste ou em operação comercial.

Então a previsão continua — de operação integral até o final desse ano —, mas com possibilidade de ter uma boa surpresa. Vamos aí, claro, naturalmente, deixando o mercado atualizado conforme formos reportando os próximos resultados.

Saindo agora… — no próximo slide, por favor? — Saindo agora de geração e indo para os projetos de implantação em transmissão, o primeiro deles, que está num estágio mais avançado, é Asa Branca Transmissora de Energia, um projeto em que nós tivemos sucesso no leilão de transmissão lá em 2023.

Já começamos… já temos todo o licenciamento e começamos efetivamente a construção do projeto. A primeira torre já foi erguida, cerca de dez dias atrás, então agora inicia efetivamente a implantação, a construção das torres, de maneira que a gente consiga manter a nossa previsão de antecipação do COD desse projeto em pelo menos 24 meses ao *deadline* da Aneel, que é março de 2029.

Então tudo correndo bem aqui também, em Asa Branca, e da mesma forma no próximo projeto, que é Graúna, projeto de que nós adquirimos a concessão no leilão de setembro do ano passado. Esse é um projeto que, portanto, está numa fase mais inicial — fase de licenciamento ambiental —, que deve perdurar ainda por boa parte de 2025, de maneira que a gente comece a implantação efetiva no próximo ano, também permitindo atender ao prazo limite da Aneel, que é… ao contrário de Asa Branca, que é março de 29; Graúna

é dezembro de 29. Então, dois projetos que vão estar em operação nos próximos anos, em transmissão.

Indo para o próximo slide, já é o nosso tradicional slide sobre a Usina Hidrelétrica Jirau. Relembrando para quem não acompanha mais de perto — ou não há muito tempo a Empresa, essa é uma usina em que o nosso controlador, a Engie Brasil Participações, possui um *stake* de 40% do capital e 60% da energia, e há possibilidade de que esse projeto venha a ser transferido para a ENGIE Brasil Energia, respeitando, naturalmente, um processo de transações com partes relacionadas, por meio de um comitê que vai ser liderado pelos conselheiros independentes da Companhia.

Então, nenhuma grande novidade aqui nesse slide, apenas reforçando que, operacionalmente, a usina está performando muito bem — 100% de fator de disponibilidade no ano de 2024 — e que estamos aqui aguardando a decisão do controlador de trazer esse ativo para transferência.

Indo para o último slide dessa seção, porque agora a gente faz aqui um resumo do que temos em expansão: do lado esquerdo, os projetos em construção tanto em geração como em transmissão; do lado direito, projetos em desenvolvimento, então — só para deixar claro — esses projetos estão no papel ainda, estão aguardando uma oportunidade para que venham a ser implantados. Que oportunidade é essa? Condições comerciais — preço de energia que viabilize esses projetos de maneira a entregar o retorno mínimo que a gente espera.

Bom, com isso eu acabo os slides e devolvo a palavra para você, Takamori, para o desempenho financeiro.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado. Aqui, a gente faz uma evolução tanto do nosso ROE quanto do ROIC. Tivemos aqui, em 2024, uma redução nos dois indicadores de performance econômica; naturalmente explicados pelo incremento de dinheiro novo aqui que, naturalmente, não converteu em resultado ainda, desses novos projetos que a gente está colocando em operação comercial.

Vale lembrar também que — como o Rafa falou — a gente tem um portfólio em construção ainda. A gente tem tanto Assuruá como Assú Sol, em finalização, quanto… que estavam em construção ao longo do ano passado, então você colocou um capital importante, mas que não gerou resultado ainda; e temos ainda aqui também as transmissoras que estão em construção.

Então é natural que você tenha esses valores reduzidos aqui. Era um valor no nível de 35% aqui em 2023 — do ROE — e caiu para 27%, mas vale lembrar que 27% é um número bastante expressivo ainda, muito acima da média de mercado. ROIC, a mesma coisa: contraiu de 20,3% para 17,2% em 2024, mas também ainda é bastante confortável aqui, muito acima do médio ponderado.

No lado direito do slide, a gente costuma mostrar aqui a evolução do nosso Ebitda, a composição do nosso Ebitda ajustado. A gente destaca nessas pizzas aqui que, há pouco menos de dez anos, a gente tinha basicamente nosso Ebitda vindo de geração e, ao longo do tempo, a gente tem feito alguma diversificação aqui, principalmente com a participação da TAG — reduzimos um pouco a participação da TAG agora, o que dá para perceber ali na redução de 14% para 10% na nossa contribuição de Ebitda ajustado —, e, por outro lado, aumentando aqui gradualmente a participação da transmissão na nossa composição.

No próximo slide, a gente passa agora a abrir um pouco mais em detalhe tanto receita quanto Ebitda e lucro. Nesse slide aqui, de receita operacional líquida, uma evolução de R$ 10,7 bi em 2023 para R$ 11,2 bi em 2024, um aumento de 4,4%, basicamente em linha com a inflação, mas com uma série de nuances aqui que a gente vai destacar agora.

Primeiro, a variação importante de R$ 250 milhões é em relação basicamente à indenização de Santo Agostinho, em que a gente teve um atraso, mas isso foi de certa forma compensado nos nossos contratos com fornecedores. Então a gente tem esse efeito positivo aqui de Santo Agostinho de indenização.

Preço de venda… Preço e volume de vendas também teve um impacto positivo. À medida que esses novos projetos vão entrando em operação comercial, a gente melhora a performance também da frota existente. Isso, naturalmente, gera uma receita operacional líquida superior.

Por outro lado, agora a gente sente o revés de ter deixado de ter a contribuição da receita de Pampa Sul, que estava dentro do nosso portfólio até meados de 2023; e, quando você tem a comparação entre 2023 e 2024, a gente ainda tem esse efeito da contribuição de Pampa Sul em 2023. Ou seja, já é uma nova realidade para a Engie, a gente não tem mais essa receita aqui dentro do nosso portfólio, então, de certa forma, é uma variação de escopo aqui.

A quarta rubrica que a gente destaca aqui é em relação à CCEE. Ou seja, a gente não comercializou essa energia bilateralmente com o cliente; isso aqui foi basicamente o

resultado das operações de curtíssimo prazo lá na CCEE e, predominantemente, em função da maior geração hidrelétrica, que foi muito superior em relação ao ano anterior.

O último elemento do segmento de geração e comercialização é que a gente tem, naturalmente, um aumento da receita aqui em função da remuneração de ativos financeiros.

No próximo bloco aqui, a gente destaca uma redução da receita operacional líquida de *trading*, em R$ 150 milhões; mas, naturalmente, isso aqui, você teve uma menor receita de *trading*, mas também vocês vão ver que a gente teve um menor gasto com *trading* e, então, esse valor aqui é praticamente zerado — não cria e nem destrói valor aqui para o nosso Ebitda.

E, por fim, a gente destaca, no segmento de transmissão, uma variação positiva muito importante, comparada com o ano anterior, tanto com o acréscimo da remuneração de ativo, mas principalmente com relação ao aumento de receita de construção. É um efeito não-caixa, basicamente provocado pelo tratamento contábil das concessões de transmissão no Brasil, que acaba gerando uma contribuição de Ebitda mesmo antes da operação comercial dos ativos, mas esse é um efeito plenamente conhecido por vocês.

Naturalmente, então, o destaque aqui é que conseguimos um aumento de 4,4%, superando R$ 11 bilhões de receita operacional líquida.

No próximo slide, a gente faz um adendo aqui — uma ponte —, mostrando a contribuição da TAG. A receita operacional líquida da TAG foi de R$ 9 bilhões em 2024, e, depois de fazer todo o *bridge*, abatendo os custos e despesas do resultado financeiro e o pagamento de impostos, ela chegou no lucro líquido de R$ 4 bilhões, aproximadamente, sendo que, com a nossa nova participação da TAG, o que vem de contribuição para o nosso Ebitda é R$ 714 milhões. A gente pega esse valor e passa para o slide seguinte também, que vocês vão poder observar.

Aqui, talvez seja o nosso slide mais complexo, mas também talvez um dos mais aguardados; ele é um slide que começa com uma espécie de… como se fossem três colchetes diferentes.

Então, vou começar com o colchete de fora aqui, que é o Ebitda societário contábil, com todos os efeitos não-recorrentes e ajustes de IFRS. Então, a gente sai de R$ 7,3 bilhões e sobe para R$ 8,7 bilhões, uma variação muito expressiva — superior a 20% — aqui.

E, quando você vai para os colchetes intermediários, a gente faz a exclusão dos efeitos não-recorrentes. Basicamente, o que tem de relevante aqui é o efeito do desinvestimento parcial da TAG no começo do ano passado, então retira esse efeito aqui de Ebitda de R$ 1,4 bihões mais ou menos — R$ 1,3 bilhões —, o que leva ao nosso aumento aqui de R$ 7,27 bilhões para R$ 7,37 bilhões — R$ 100 milhões agregados aqui —, um aumento de 1,3% entre anos, o que é fantástico considerando todo esse contexto tanto local quanto global aqui que tem complicado a vida de todos os empreendedores do Brasil.

Notem que aqui você tem a contribuição do… Nesse colchete aqui, quando você vê o Ebitda ajustado de 2024, a gente tem três componentes principais: a de baixo, que está cortada, R$ 5,7 bilhões, aproximadamente, de contribuição do segmento de geração e *trading*; R$ 714 milhões de equivalência patrimonial da TAG, que é o que a gente explicou no slide anterior; e praticamente R$ 1 bilhão de contribuição de transmissão, naturalmente, considerando os efeitos de IFRS.

Quando você… Então, só para dar um *flavor* aqui, a gente sai de R$ 5,4 bilhões para R$ 5,7 bilhões de geração, um aumento mais modesto, de praticamente 3%; TAG teve uma contribuição menor, algo como 30% a menos do que no ano anterior, em função da nossa menor participação; e transmissão aumentando de R$ 600 milhões para quase R$ 1 bilhão, um aumento quase de 30%.

Quando a gente vai para os colchetes internos, aí a gente salta de R$ 7 bilhões, aproximadamente, para R$ 6,9 bilhões e, daí, os principais elementos aqui que agregaram entre períodos são a performance operacional e comercial — basicamente, é uma combinação de preço e volume que justifica aproximadamente metade desse valor aqui, nesse incremento de R$ 370 milhões.

Pampa, a gente destaca um pouco mais para a frente o efeito dela, mas, então, do nosso portfólio remanescente, a gente teve uma contribuição bastante expressiva também e também, naturalmente, uma redução da conta de compra de energia de Pampa que também contribui para esse número aqui.

No segundo elemento aqui — indenização e repactuação —, a gente teve uma base comparativa aqui de… apesar de ter o benefício de Santo Agostinho em 2024, a gente tinha na base de 2023 a repactuação de Estreito, então o líquido nesses dois elementos principais é que gera os R$ 135 milhões.

No terceiro elemento aqui, operação de curto prazo e *royalties* geraram, basicamente,

com operação na CCEE, de R$ 160 milhões, aproximadamente, com geração a maior no nosso portfólio, abatidos já dos royalties que a gente paga exatamente pelas hidros gerarem mais, elas também pagam uma maior contribuição de recursos hídricos, então o líquido é R$ 110 milhões.

Como a gente falou lá no começo, assim como a gente tem um efeito na receita operacional líquida, a nossa contribuição de Ebitda também, ela sofre um pouco pela saída da nossa base de Pampa Sul, que estava em operação até… estava dentro do nosso portfólio até meados de 2023. Então, comparativamente, você tem essa redução aqui de R$ 162 milhões.

Em encargos e seguros, como temos mais ativos, naturalmente a gente paga mais encargos e mais seguros; então isso aqui é mecânico, é automático que a gente tenha esse aumento de custos. SG&A, também da mesma forma. A gente tem alguns serviços aqui que acrescem proporcionalmente com o nosso portfólio.

E, em relação a custos, basicamente, a gente tem um aumento mais expressivo de materiais e serviços de terceiros aqui, tanto com novos parques como em casos de infraestrutura e consultorias, então a gente tem aqui uma coisa que também, em grande parte, é mecânica. Também a gente pode explorar um pouco mais em detalhe lá para a frente.

Por fim, a gente passa para o segmento de transmissão. Quando você tira os efeitos do tratamento contábil das concessões de transmissão, você gera, de fato, um incremento de RAP mesmo, que é de aproximadamente R$ 28 milhões.

E, por fim, uma redução na contribuição da equivalência patrimonial da TAG, por equivalência patrimonial. A gente saiu de quase praticamente R$ 1 bilhão em 2023 — aquele azul claro do colchete interno —, chegando em R$ 714 milhões.

O destaque aqui é que a gente teve um Ebitda que teve um crescimento muito expressivo ao longo do ano; e, também muito importante, que, mesmo sem o efeito da TAG, conseguimos manter dentro do nível do ano anterior, o que é um motivo de celebração aqui.

No próximo slide, passamos para o lucro líquido e, então, da mesma forma aqui, a gente começa com o lucro líquido comparativo entre 2023 e 2024: subiu de R$ 3,4 bilhões para R$ 4,3 bilhões, um aumento muito expressivo — praticamente 26% de aumento entre períodos —; mostra que o investimento, mesmo em ativos que não sejam *core*, ele

consegue criar bastante valor quando a gente faz desinvestimento e reciclagem de capital.

Quando você tira esse efeito não-recorrente aqui, basicamente da alienação da TAG — que é esse elemento de R$ 931 milhões —, a gente teve um lucro líquido basicamente no mesmo nível de 2023; e, daí, quando você olha os componentes, você teve um aumento de Ebitda — que foi o slide anterior — com um valor agregado de aproximadamente R$ 100 milhões acima de 2023, mais que neutralizado, mais que revertido, pela nossa maior depreciação e amortização.

Lembra: a gente colocou muitos ativos em operação comercial, tanto internos aqui quanto na aquisição de novos projetos que tinham uma base de ativos ainda não depreciada muito expressiva, que geraram esse valor adicional de depreciação e amortização de R$ 147 milhões.

O resultado financeiro líquido, aqui, ele andou de lado — um pouquinho mais custoso do que no ano anterior —; e o Imposto de Renda também — e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido — no mesmo patamar do ano anterior, gerando um lucro líquido no mesmo patamar do ano anterior também.

Aqui, com relação ao endividamento, como a gente tem falado… — próximo slide — como a gente tem falado nas últimas *calls*, naturalmente, a Empresa tem se alavancado dentro de níveis bastante controlados e de uma forma consciente. O *rating* AAA nos ajuda a fazer essa alavancagem de uma forma eficiente e supercompetitiva com relação tanto a *players* do nosso segmento quanto de outros mercados, outros setores aqui no Brasil.

Nós aumentamos a alavancagem entre 2023 e 2024 de 2,1x para 2,7x — em 0,6 vezes —, o que é bastante expressivo, mas é compatível com o nosso crescimento aqui e com a nossa ambição. Saímos de 2,1x para 2,7x de dívida líquida/Ebitda ajustado e também, na mesma proporção mais ou menos, saltamos de 2,9x para 3,3x de dívida total/Ebitda ajustado.

Nossa dívida bruta atingiu R$ 24,4 bilhões, mais ou menos R$ 1 bilhão acima do Q3 do ano passado — líquido, né? Porque a gente tomou mais dívida, mas também repagou algumas. Em caixa e equivalentes, mantivemos aproximadamente o mesmo nível anterior, de R$ 4 bilhões; e R$ 357 milhões em depósitos vinculados, o que nos gera uma dívida líquida de aproximadamente R$ 20 bilhões, que refletem nesses 2,7x.

A gente espera que essa trajetória continue aumentando nesse próximo ano, pelo menos,

porque a gente continua tendo um conjunto de investimentos de que a gente vai falar na sequência, mas tudo dentro do esperado, dentro do nosso *business plan*, e mantendo folga para que a gente consiga manter tanto o nosso *rating* AAA — ou seja, uma capacidade excelente de repagamento das nossas obrigações financeiras — quanto uma competitividade também.

O próximo slide aqui — a gente entra já no perfil e composição da dívida — mostra que a gente tem aproximadamente R$ 2,6 bilhões aqui de repagamento de… de vencimento de dívida em 2025, um pouco menos do que isso em 2026 e um certo nível entre R$ 1,7 bilhões e R$ 2,2 bilhões nos próximos anos. Naturalmente, a gente vai evoluir esse *shape* aqui de vencimento da dívida nos próximos meses e anos, tanto tomando novas dívidas quanto repagando as dívidas.

O que vale destacar nesse slide aqui… Assim, o que vale destacar é que é um perfil bastante compatível com a nossa geração de caixa. E vale destacar também que a gente tem uma atenção especial na composição do endividamento. A gente tinha uma composição que era mais forte em IPCA, beirava 80% — ou mais — de base em IPCA.

A gente fez um rebalanceamento aqui da nossa composição um pouco mais para CDI, tanto para diversificar a cesta de indexadores quanto para ter um impacto um pouco menor em caso de elevação nos preços ligada à inflação no curto prazo, o que reprecificaria, penalizaria a dívida de uma forma mais importante.

No próximo slide, a gente já mostra o plano de investimentos. Aqui, como vocês devem ter percebido, o ano de 2024 foi um ano mais desafiador do ponto de vista de estrutura financeira, porque, de fato, a gente teve que fazer esse investimento de R$ 9,7 bilhões; é um investimento muito expressivo — em vários meses ultrapassou R$ 1 bilhão —, então a gente teve que fazer uma gestão supereficiente do caixa.

Nesses próximos anos — nesse ano e nos próximos —, a gente já volta um pouco para a normalidade. Esse ano ainda, de capital comprometido, a gente tem cerca de R$ 4,2 bilhões; basicamente, metade disso é justificada até por Asa Branca, que é um empreendimento de transmissão em que a gente já conseguiu a concessão há algum tempo, já fizemos todos os contratos — como o Rafael mencionou —, e agora já começa o ciclo de implantação de fato. E nos anos de 2026 e 2027, voltamos para esse patamar de R$ 2,1 bilhões, R$ 2,2 bilhões, totalizando R$ 8 bilhões, incluindo esse ano e os próximos — R$ 8,5 bilhões nesses próximos três anos incluindo o atual.

Quanto à política de dividendos, que é o próximo slide, a gente sempre resgata que,

sempre que possível, a gente sobe o *payout* para 100% — tanto em 2023 quanto em 2024, a gente manteve esse patamar em 55% — e que, ainda assim, mesmo com esse *payout* reduzido, que é o compromisso da Administração — de 55% —, a gente conseguiu fazer um *dividend yield* aqui de 5,6%.

Rafa, fechamos essa parte?

SR. RAFAEL BÓSIO: Isso, vamos para o Q&A. Temos algumas perguntas, né, Adriana?

SR. EDUARDO TAKAMORI: Agora a parte mais divertida.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Iniciaremos agora a sessão de perguntas e respostas, e, para fazer uma pergunta, basta enviá-la pela ferramenta de Q&A desta videoconferência.

A nossa primeira pergunta vem do Rafael Oliveira, nosso investidor, e ele quer saber sobre os dividendos abertos a serem pagos, se há alguma previsão para pagamento; e, quanto ao *payout* de 2025, se há *guidance*.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente vai comunicar assim que possível as datas — a gente não tem essa data definida ainda. Quanto ao *payout* de 2025, naturalmente a gente depende da evolução do mercado; a gente sabe que esse ano é um ano em que tem muita coisa acontecendo, né? A gente ainda tem uma série de compromissos — como acabei de mostrar —: R$ 4 bilhões de investimentos ainda já comprometidos; e, naturalmente, sempre a gente observa oportunidades de mercado aqui que possam fazer sentido para a gente.

Então é um pouco prematuro dar um *guidance* aqui, tanto de datas dos pagamentos nesse momento aqui quanto de *payout*. Quer falar alguma coisa, Rafa?

SR. RAFAEL BÓSIO: Taka, mas acho que o que vale aqui… É, acho que o que vale é ressaltar que a gente tem essa política de pagamento mínimo de 55% já há muitos anos, mais de uma década — é uma questão de 15 anos… 17 anos que a gente já tem essa política —, que sempre tem sido respeitada; e que a gente considera que mesmo o piso é um dividendo considerável se você olhar o mercado e as outras empresas listadas na Bolsa.

É então uma empresa que apresenta crescimento, mas não deixa de também distribuir o valor que gera — mais da metade do valor que gera — para os seus acionistas. Então é uma parceria, né?

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, a nossa segunda pergunta…

SR. EDUARDO TAKAMORI: Acho que até… — Só para fechar esse ponto, né, Adri? — Essa pergunta é boa e lembra que a gente, sempre que possível, opta por distribuir o máximo. Então, se a gente está retendo, é porque, de fato, a gente acredita que vai conseguir um retorno maior do que o custo do capital próprio dos acionistas.

Então essa é a tese aqui: A gente tem disciplina financeira e não cresce só de forma estratégica ou aleatória aqui. Não tem nenhum objetivo específico de crescimento aqui; a nossa missão aqui é, de fato, crescer agregando valor.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, obrigada. A nossa segunda pergunta vem do João Pedro Herrero, analista do Santander, e ele gostaria de saber se a gente pode dar um pouco mais de detalhes sobre os custos com materiais e serviços de terceiros, se podem explicar um pouco melhor o aumento e se podemos esperar esses níveis como recorrentes.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Então, a gente teve uma variação importante. Naturalmente, tem alguns efeitos ali. Teve um efeito natural que é a inflação, que não necessariamente é só IPCA.

Teve uma parte importante que é variação de escopo — acho que talvez seja o principal elemento disso, viu, Pedro? —,a gente colocou muitos ativos novos. Então, a gente colocou Serra do Assuruá, Assú Sol… daí tem as novas regionais, que a gente tem que estruturar, e também incluímos novos ativos para o nosso portfólio via M&A. Então, naturalmente, uma parte expressiva da variação que você deve ter percebido aí, que é material, foi provocada por essa variação de escopo.

Adicionalmente, a gente teve também algumas manutenções em hidrelétricas, que não necessariamente são recorrentes — então, possivelmente, vai ser só nesse ano aqui ou talvez se arraste um pouquinho para a frente —, que também geram um pouco dessa variação aqui: mais de R$ 30 milhões dessa variação é referente a essas manutenções.

Então eu diria assim: R$ 70 milhões ou R$ 80 milhões é em relação a variação de escopo; já tem mais uns R$ 30 milhões em relação a manutenção de hidros; e o resto é um pouco pulverizado.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Rodrigo Gressler,

investidor, e ele pergunta: “Diante da queda dos preços médios de venda no cenário de melhora hidrológica e maior oferta de renováveis, quais são as estratégias para renegociar ou ajustar os contratos de energia a fim de melhorar a rentabilidade?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ótima pergunta. Antes, eu queria só comentar um pouquinho sobre o teu ponto de queda de preços médios de venda. Na verdade, isso é um pouco… Na verdade, até teve uma mudança recente aqui, com uma expectativa de… Deixa eu recomeçar.

A gente tinha uma expectativa de um período hidrológico extremamente positivo, que está levando) o preço para baixo. A gente teve uma hidrologia que se confirmou ao longo do começo desse período hidrológico, mas agora tem uma reversão muito… quase de consenso, que, a partir de agora, você vai ter menos água chovendo onde precisa no Brasil — menos ZACS; Zona de Convergência do Atlântico Sul. Isso faz com que você tenha muito menos água e, eventualmente, antecipe o fim do período úmido.

Aliado ao fato do nosso modelo agora — o nosso modelo de formação de preço — estar mais avesso a risco, estar despachando mais termelétricas, antecipando termelétricas que seriam do segundo semestre para o primeiro, você tende a gerar preços bastante interessantes, tá?

Então, a gente tinha uma expectativa até lá no final do ano passado de um preço — na linha do que você está falando — um pouco mais baixo, mas o mercado já tem reagido mais recentemente de que os preços estão subindo, e subindo significativamente, tá? Inclusive, é o momento talvez de quem esteja descontratado alongar contratos agora em 2026, 2027, 2028, então a gente está na ponta oposta.

Mas note que, além do aumento do preço médio, você tem muito mais volatilidade a partir de agora também, em função da maior aversão a risco do modelo e da maior volatilidade agora, do maior impacto da afluência combinada com a nossa matriz energética, que agora também está fortemente dependente de recursos eólicos e solares.

Então tem ficado muito mais difícil de prever preço. Os preços estão, em média, mais altos — não mais baixos — agora no curto prazo, e isso está afetando, de fato, a dinâmica de mercado.

Agora, entrando na questão estratégica aqui, em que você pergunta sobre renegociar ou ajustar contrato de energia, a gente honra os nossos contratos; então a gente não fica fazendo renegociação nem ajustando, tá? Então a gente busca melhorar a rentabilidade

upfront, contratando bem na hora que a gente entende que os preços estejam favoráveis para o gerador, mas a gente honra os nossos contratos, então não sei se se aplica essa questão aqui que você levantou de renegociar ou ajustar contratos, tá?

O que a gente faz é sempre manter o contato muito estreito com a nossa base de clientes, para, na medida do possível, fazer a extensão dos contratos que faça sentido tanto para a gente quanto para a nossa base de clientes.

SR. RAFAEL BÓSIO: Acho que vale a pena só ressaltar, observar, que a gente está muito contratada no curto prazo; como comentei, essa é a nossa estratégia. Então essa volatilidade — preço mais baixo para esse ano, preço mais alto —, ela impacta uma pequena parcela do nosso portfólio.

O que é mais importante para nós é qual é o reflexo dessa volatilidade no preço de energia de médio a longo prazo, e isso é o que a gente procura capturar com antecedência — esse reflexo —, para tomar a decisão de vender mais ou vender menos — né, Taka? —; acho que isso é importante ressaltar.

SR. EDUARDO TAKAMORI: É, e claro, só desde o começo do ano, os preços para o ano que vem, os preços para 2026, já saltaram de R$ 170 para R$ 200 — passaram de R$ 200 essa semana —, então, naturalmente, isso tem um impacto forte no curto prazo; mas, como o Rafa falou, como a gente está superbem contratada, a gente está bem protegida, a gente captura valor agora nas extensões dos contratos, porque, naturalmente, os preços de 2027 e 2028 começaram a aumentar também. Então a gente monitora isso bem de perto para conseguir maximizar valor também do nosso portfólio.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Seguindo nas perguntas, a próxima é do Daniel Travitzky, analista do Safra, e ele tem duas perguntas. A primeira: "Como estão navegando o cenário de alta volatilidade dos preços de energia? E como está a liquidez do mercado?"; e a segunda: "Qual a visão de vocês sobre expansão de investimentos em projetos de energia renovável neste momento, considerando o contexto do segmento, que está impactado por *curtailment*, os preços de energia e os custos de implementação de novos projetos?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok, boas perguntas. A primeira foi em parte respondida pela nossa estratégia aqui de venda. Mostrei um pouco que a gente, de fato, está observando esse aumento de preço de curto prazo; a gente já faz uma estratégia para ter muito pouca energia no curto prazo. Naturalmente, a gente fala em muito pouca energia no curto prazo considerando que a gente tem toda uma reserva hidrelétrica — uma reserva

estratégica aqui — para fazer frente a cenários de menos água, de hidrologia desfavorável. Então a gente está relativamente protegida e monitorando o mercado para encontrar bons momentos de venda.

A liquidez parece estar ativa. Teve alguma perda de liquidez no final do ano em função do estresse com comercializadoras, mas parece que já tem estabelecido, de certa forma, um mercado aqui, naturalmente, com mais critério na hora de fazer contratos de contraparte com outros contratos… maior cuidado com contrapartes na hora de fazer contratos.

Quanto à sua segunda pergunta, sobre expansão de investimento em projetos de energia renovável, a gente continua observando o mercado, mas, naturalmente, a gente vê com cautela colocar dinheiro em novos projetos *greenfield*, até porque é difícil prever, nesse momento, preços de médio e longo prazo.

Então o que a gente tem hoje é um portfólio bastante desenhado, já contratado em níveis bem adequados no horizonte de curto e médio prazo, o que nos dá a oportunidade de fazer uma boa gestão de portfólio e permite que a gente se mexa, que venda energia, só quando precisa ou quando tem interesse.

Quando você faz um novo projeto de energia renovável, que de fato são as fontes mais competitivas do ponto de vista de custo de… de LCOE — de custo de energia —, a gente acaba ficando um pouco receoso de fazer novos projetos nesse momento, pela imprevisibilidade de receita, principalmente, e não pela capacidade de construção. Então, o que a gente tem feito aqui é monitorar mercado, verificar projetos que estejam, eventualmente, bem contratados e que façam sentido para a gente internalizar aqui.

Mas — acho que talvez como um resumo da minha fala aqui — observamos o mercado; temos um *pipeline*, mas a gente não tem interesse em fazer nenhum novo *greenfield* por enquanto; a gente monitora mercado em busca de projetos que estejam bem contratados e que sejam bem construídos, de forma que a gente consiga continuar tendo valor aqui, tá?

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Seguindo aqui, a nossa próxima pergunta é do Juan Aquino. Ele pergunta: “Qual é a expectativa da Companhia quanto à eficiência de CAPEX e à antecipação prevista para o lote de transmissão vencido em 2024, que é Graúna?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok. Graúna, ela tem uma… a gente considera uma antecipação

expressiva, e a gente está confiante em que vai conseguir entregar essa antecipação — vocês vão ver pelos próximos relatórios. O Rafa pode eventualmente complementar, mas a gente não costuma dar uma data precisa de antecipação, porque isso é um pouco estratégico aqui; mas a gente está bem confortável para conseguir antecipar de forma expressiva.

E, quanto a eficiência de CAPEX, não é, em geral, um elemento que a gente consegue espremer muito com relação ao CAPEX projeto pelo regulador, pela Aneel. Em geral, a nossa estratégia aqui é de ter uma otimização, sim, mas a gente preza muito por ter bons parceiros de forma que a gente não tenha nenhum sobrecusto ao longo da construção. Então a gente faz pré-contratos, a gente tem boas negociações e *top-tier* de parceiros, para conseguir ter uma execução suave. O nosso *track record* tem sido sempre nesse sentido, que tem funcionado bem. A gente consegue ganhar competitividade em outros elementos.

SR. RAFAEL BÓSIO: Eu acho importante também ressaltar — né, Taka? — que a gente também vai ter muita sinergia nesse projeto com um projeto que a gente já tem em operação, que é Gralha Azul; então a gente também está considerando que isso vai gerar um valor relevante aí no desenvolvimento do projeto.

SRA. ADRIANA WAGNER: A nossa próxima pergunta vem do Jun Young, que é analista *buy side* da Prumo, e ele gostaria de… se a gente puder comentar sobre a expectativa de *curtailment* para o ano, discussões e pautas no regulatório para ressarcimento e quais contribuições da ENGIE sobre o tema.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok. A nossa expectativa de *curtailment* para o ano é bastante em linha com o do ano passado. Estruturalmente, fisicamente, ela não tem por que ser diferente: Você tem novas adições de transmissão muito modestas — não tem nada relevante no radar aqui —; por outro lado, você continua tendo um crescimento importante de oferta, compensado pela demanda, mas a gente vai continuar vendo tanto… aquele nível ali de 10% médio do ano, deve ser aquilo. Eu não colocaria nada muito diferente disso na projeção.

Claro, você tem uma estratificação muito grande, muito heterogênea, dependendo do portfólio que você está observando, tanto em função da fonte eólica e solar quanto da posição geográfica delas, de proximidade de gargalos…

Então depende bastante de portfólio, mas a gente imagina para 2025 uma coisa muito parecida com para 2024 e a coisa, eventualmente, até piorando um pouco até 28, quando

entram, de fato, as linhas de transmissão principais, que vão permitir escoar essa energia — grandes blocos de energia — da área de geração do Nordeste para a área de consumo no Centro-Sudeste-Sul.

Tinha uma outra parte pergunta que era… Qual que era?

SRA. ADRIANA WAGNER: Deixe eu voltar aqui; só um minutinho. Era sobre as pautas do ressarcimento.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ah, das ações! Lembrei, das ações.

SRA. ADRIANA WAGNER: Isso.

SR. EDUARDO TAKAMORI: A gente entende que tem vários elementos diferentes aqui. O primeiro deles… talvez o principal deles seja um pouco da aversão a risco do operador do sistema ao operar a rede. Sem entrar no mérito das razões, o fato é que essa aversão a risco do operador acaba contingenciando uma parte das linhas de transmissão existentes, que fazem com que se aumente, de fato, o *curtailment* de uma forma muito expressiva.

Então, a gente entende que tanto esse elemento de maior aversão a risco do operador quanto do eventual atraso de planejamento e implantação de linhas de transmissão deva ser arcado pelo consumidor final, porque isso é, de fato… são, de fato, elementos imprevisíveis para qualquer empreendedor do setor, do segmento. Esse, eu acho que é o elemento principal. A gente pode, talvez, ir para o próximo, então.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok, obrigada. Agora, a nossa próxima pergunta vem de dois investidores, o Hebert de Oliveira e o Waldyr Passetto Junior, sobre a TAG. Eu vou juntar as duas perguntas, porque elas são correlatas. A primeira delas, se a gente considera a venda da parte da TAG positiva, pelo fato de que ela vem trazendo bons lucros ainda para a Companhia com uma participação menor e qual seria o andamento dos novos investimentos que estão usando o recurso que veio da TAG; e, no complemento, por que o ganho da venda não será distribuído na forma de dividendos.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Como vocês devem ter percebido, a gente teve um 2024 como o ano de maior investimento da ENGIE Brasil Energia — perto de R$ 10 bilhões —; e, naturalmente, quando o CDPQ nos acionou no final de 2023, a gente viu que o desinvestimento parcial poderia fazer sentido para fins de equacionamento do nosso CAPEX de 2024.

Então, quando a gente tomou a decisão de fazer esse desinvestimento parcial, naturalmente, esses recursos, eles foram alocados tanto nos projetos em construção de Assuruá e Assú Sol, finalização de Santo Agostinho e todo o portfólio novo em implantação.

E esses investimentos, naturalmente, já tinham sido… já tiveram ciclos de decisão ao longo dos últimos anos, então a gente não pegou o lucro da venda da TAG e falou "o que vamos fazer? Qual é o projeto novo que vamos implementar?"; não, isso aqui faz parte de uma equação maior de financiamento do CAPEX de 2024. A gente foi várias vezes também para o mercado para debêntures de infraestrutura, outras linhas com bancos de fomento, então fazia parte da equação.

Isso conecta com a pergunta seguinte, do Waldyr, porque ele não foi distribuído exatamente por ser um elemento que, naturalmente, não é recorrente; e, se a gente fizesse a distribuição proporcional desse lucro da TAG, o efeito da venda da TAG seria diluído também. A gente, de fato, usou esse dinheiro — todo o valor que a gente obteve da venda, excluindo impostos aqui —, que foi algo de cerca de R$ 2,5 bilhões, para compor essa equação de financiamento aqui do nosso CAPEX de R$ 10 bilhões no ano passado.

SR. RAFAEL BÓSIO: Só para também endereçar o final da pergunta do Hebert, que é "qual é o andamento dos novos investimentos que estão usando recursos que vieram da TAG?", é justamente aquilo que a gente cobriu na apresentação e o que o Takamori comentou: A gente está vendo os frutos com a entrada antecipada de operação de Serra do Assuruá; a aquisição dos ativos de Atlas, dos ativos solares; a entrada em operação de Assú Sol… Então a gente viu, por exemplo, nesse trimestre, uma redução da necessidade de compra de energia de terceiros; então isso daí é a geração de valor desses novos investimentos agora se materializando.

A gente sabe que a implantação de um novo projeto leva de 2 a 3 anos, em que, nos primeiros momentos, a gente carrega o peso da dívida para fazer o *funding* de colocar esse projeto em pé, e, quando o projeto entra em operação, você começa a desalavancar, começa a gerar o valor esperado para os novos ativos.

Podemos ir para a próxima, Adri.

SRA. ADRIANA WAGNER: Seguindo, a pergunta agora do Williney Silva, e ele gostaria de saber o que a Companhia prevê que a alavancagem possa ultrapassar ou igualar 3x a dívida líquida/Ebitda com o aumento da taxa de juros e se isso poderia impactar a Empresa.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok, boa pergunta. Nosso plano é sempre garantir o nosso *rating* AAA —Fitch. Naturalmente, a Fitch, ela observa, com critérios bastante estritos da agência de *rating*, uma alavancagem máxima de 3,5x *net debt/Ebitda* — dívida líquida/Ebitda. Então, naturalmente, isso é muito caro para a gente. A gente poderia chegar até esse patamar. Nesse momento, a gente não vê chegando a 3,5x, mas naturalmente é um *ceiling* — é um teto para a gente — de alavancagem.

Naturalmente, ao longo desse ciclo, a gente vai tomar mais algumas dívidas, então o nosso índice, que é atualmente 2,7x, deve ultrapassar 3x; deve ultrapassar, como você falou, deve ultrapassar ao longo do ano, mais para o fim da metade do ano talvez. Mas isso está dentro do nosso conjunto aqui de ações e está dentro do esperado.

Isso também é uma forma de balancear: para continuar pagando 55% de dividendo, a gente tem que ultrapassar, sim, 3x dívida líquida/Ebitda. Mas isso, naturalmente, não compromete nenhum *hard covenant* nosso, que é 4,5x dívida total/Ebitda e serviço, então não vemos um problema objetivo. Naturalmente, a gente sofre um pouquinho com o aumento da taxa de juros, inflação, CDI e a Selic, mas dentro do esperado — está no jogo.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Nós atingimos aqui o nosso horário. A gente recebeu algumas outras perguntas, que serão endereçadas aqui pela área de RI diretamente aos participantes. A gente gostaria de agradecer a participação, e agora eu devolvo a palavra ao Taka e ao Rafael para as considerações finais.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Beleza. É um prazer receber todos vocês na nossa *call*, e é com grande alegria que a gente faz esse fechamento aqui de um ano tão desafiador mas também muito gratificante, com a entrada de novos projetos e muito pela frente ainda, muito por vir — Rafa.

SR. RAFAEL BÓSIO: Bem, pessoal, obrigado. Como a Adriana falou, a gente está à disposição aqui para auxiliar. Contem com a área de RI da ENGIE; caso tenham algumas dúvidas, precisem de mais esclarecimentos, favor, é só entrar em contato conosco.

Obrigado — né, Takamori? — e até a próxima.

SRA. ADRIANA WAGNER: A videoconferência da ENGIE Brasil Energia está encerrada. Agradecemos a participação de todos, e tenham uma boa tarde.