

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 4T22



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030
ri.ENEVA.com.br

Teleconferência de Resultados do 4T22



Sexta-feira, 24 de março de 2023
11:00 (Horário de Brasília) / 9 a.m. (US ET)
[Clique aqui](#) para se inscrever na teleconferência



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Quarto Trimestre de 2022

EBITDA impactado pelo baixo despacho e efeitos não recorrentes advindos da aquisição de ativos, parcialmente compensado pela exportação de energia à Argentina, COD da UTE Parnaíba V e incorporação da CELSE

Rio de Janeiro, 23 de março de 2023 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do quarto trimestre findo em 31 de dezembro de 2022 (4T22). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

- EBITDA ICVM 527/12 de R\$ 563,0 milhões impactado por despesas não recorrentes em sua maioria relacionadas a aquisição e integração de ativos adquiridos em processos de M&A, sendo os principais impactos: (i) R\$ 52 milhões em ajuste ao valor justo e write-off mais valia CGHs adquiridas na incorporação da Focus; (ii) R\$ 63 milhões em fees de sucesso relacionados a aquisição da Celse e despesas com a integração de ativos adquiridos; (iii) R\$ 69 milhões relacionados ao cancelamento do contrato de carvão; e (iv) R\$ 27 milhões em bônus de performance;
- EBITDA Recorrente de R\$ 769,5 milhões, considerando (i) R\$ 312 milhões de EBITDA da CELSE, cuja aquisição foi concluída no início do 4T22; (ii) R\$ 131 milhões de EBITDA da CGTF, cuja aquisição foi concluída ao longo do 3T22; (iii) R\$ 97 milhões de exportação de energia para Argentina; e (iv) R\$ 25 milhões de EBITDA da UTE Jaguaritica II, que entrou em operação comercial no 1T22;
- Posição de caixa e equivalentes de R\$ 2,0 bilhões no final do 4T22 e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 4,8x;
- Conclusão, em 03 de outubro de 2022, da aquisição da CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSEPAR”), que tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, usina a gás natural de 1.593 MW de capacidade instalada. A usina está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044;
- Início da Operação Comercial da UTE Parnaíba V, com capacidade instalada de 386 MW, sem a necessidade de consumo adicional de gás através do fechamento de ciclo da UTE Parnaíba I;
- Certificação de 12,035 bilhões de m³ de novas reservas (2P) de gás referentes a dezembro de 2022, sendo 4,545 bilhões de m³ na Bacia do Parnaíba, com a incorporação das novas reservas do campo Gavião Mateiro, e 7,490 bilhões de m³ na Bacia do Amazonas, com a comprovação da extensão do campo de Azulão. Considerando a produção anual acumulada de 1,070 bilhões de m³, a taxa de recomposição de reservas considerando Parnaíba e Azulão, totalizou 1.125%;
- Inserção da companhia à Carteira do ISE B3 2023 - Índice de Sustentabilidade Empresarial, reforçando o compromisso da Eneva com o desenvolvimento sustentável e o seu objetivo de integrar as melhores práticas ESG à sua estratégia de atuação, gerando valor para seus colaboradores, acionistas e sociedade;
- Concessão pela SUDAM, em dez/2022, do direito ao benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ sobre os lucros das atividades de geração de energia pelo prazo de 10 anos, iniciando em jan/2023, para a Azulão Geração de Energia S.A. (UTE Jaguaritica II).

| Principais Indicadores | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|---------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Líquida | 2.319,6 | 1.682,5 | 37,9% | 6.128,6 | 5.124,4 | 19,6% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 563,0 | 842,5 | -33,2% | 2.122,3 | 2.200,7 | -3,6% |
| EBITDA Recorrente ¹ | 769,5 | 688,7 | 11,7% | 2.019,2 | 2.057,3 | -1,9% |
| Margem EBITDA Recorrente | 33,2% | 40,9% | -7,8 p.p. | 32,9% | 40,1% | -7,2 p.p. |
| Resultado Líquido | (193,9) | 489,4 | N/A | 375,8 | 1.173,3 | -68,0% |
| Investimentos (Competência) | 694,7 | 388,3 | 78,9% | 3.795,5 | 1.747,5 | 117,2% |
| Fluxo de Caixa Operacional | 441,2 | 315,8 | 39,7% | 1.510,3 | 1.297,1 | 16,4% |
| Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ² | 16,6 | 6,1 | 173,2% | 16,6 | 6,1 | 173,2% |
| Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ³ | 4,8 | 2,8 | 74,0% | 4,8 | 2,8 | 74,0% |

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de itens considerados não recorrentes, de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

² A partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos covenants das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada.

³ Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 4T12 e 12M22, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-incorporação, da Focus Energia, CGTF e CELSE, conforme condições de alteração de covenant aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

Mensagem da Administração

Prezados Acionistas,

Nos últimos anos, tive a oportunidade de fazer parte de uma trajetória incomparável. Sob a liderança de Pedro Zinner, a Eneva passou por uma reestruturação financeira, planejou e executou seu primeiro ciclo de crescimento, e sedimentou a base de sua estratégia 2030. Convido todos os nossos acionistas a agradecerem ao Pedro por sua liderança como CEO da Eneva e por todas as conquistas alcançadas durante sua gestão.

Em 2014, quando me juntei à Eneva, poucos poderiam imaginar o quanto expandiríamos nosso modelo de negócios ou o papel que desempenharíamos no fornecimento de energia confiável e competitiva. No entanto, aqui estamos, desenvolvendo e implementando soluções de energia pioneiras no Brasil. Como CEO, espero liderar a Companhia a desbravar horizontes ainda mais ambiciosos. Ao longo dos últimos oito anos, ajudei a construir uma Companhia única no setor de energia brasileiro, tendo participado da transformação de uma organização que se reerguia financeiramente e ainda enfrentava uma série de desafios operacionais, para uma empresa com uma forte cultura de execução e histórico ímpar de implementação de sua estratégia. Estratégia esta que ajudei a construir e que agora tenho a honra e o prazer de liderar.

Seguindo a nossa tradição, essa carta almeja refletir sobre os avanços na concretização da nossa estratégia no último ano, bem como sobre a eficiência de nossa alocação de capital. Destaco aqui oportunidades, desafios e aspirações, apresentados em uma narrativa qualitativa que pontua nosso desempenho atual e perspectivas futuras.

Ao olhar para 2022, tenho muito orgulho da evolução da Eneva em um único ano, antecipando alguns marcos desafiadores que só estavam previstos para 2025. A lista de realizações de 2022 não é pequena e tampouco trivial, sendo assim espero que compreendam a extensão dessa carta, necessária para permitir o aprofundamento devido em nossas diversas frentes. Ao longo das páginas, vou guiá-los pelo que fizemos em direção à nossa ambição para 2030 e nossos desafios estratégicos, esclarecendo como cada um dos marcos se relaciona diretamente a esses desafios. Assim, convido você a se juntar a mim para olhar nossa empresa por uma janela muito mais ampla, onde a visão mostra uma organização mais dinâmica, desenvolvendo soluções para as mais diversas necessidades energéticas e com “right to win” para conquistar as oportunidades à frente.

Na carta aos acionistas do ano passado, apresentamos a nossa ambição para 2030 e nossos seis desafios estratégicos (*must win battles* — MWB), a saber:

MWB1: Estender o ciclo de vida dos ativos atuais e replicar o R2W em outras geografias

MWB2: Maximizar reservas e desenvolver soluções integradas na região Norte

MWB3: Desenvolver infraestrutura de hubs de gás

MWB4: Comercializar recursos energéticos e desenvolver novos modelos de negócios

MWB5: Desenvolver portfólio renovável e promover tecnologias de baixo carbono

MWB6: Construir uma organização ágil e adequada aos desafios

MWB1 & 2: Estender ciclo de vida dos ativos atuais e replicar R2W em outras geografias & Maximizar reservas e desenvolver soluções integradas na região Norte

O sonho do Complexo de 1GW na Bacia do Amazonas: o projeto Azulão 950 MW vira realidade

Quando analisamos pela primeira vez os dados do Campo de Azulão, durante o processo de aquisição, nosso time levantou a hipótese de que a acumulação poderia conter maiores volumes de gás. Naquele momento, em 2017, o sonho de replicar o Complexo Parnaíba em outra região surgiu. Avançando para 2022, após muito planejamento e esforço, nosso sonho se materializou. Após uma campanha de perfuração de poços de extensão, certificamos

volumes adicionais de gás natural, vencemos três leilões de energia e, atualmente, mais um complexo R2W está em construção.

Pouco antes, em dezembro de 2021, a Eneva sagrou-se vencedora no leilão de reserva de capacidade com a comercialização de 295 MW, por 15 anos, em localidade próxima ao Campo de Azulão. No ano seguinte, em setembro de 2022, a Eneva venceu outro leilão, dessa vez para construir 590 MW para atender um contrato de reserva de energia com prazo de 15 anos. Ambos os projetos serão construídos como um único complexo termelétrico com gás fornecido pelo Campo de Azulão, adjacente e operado pela Eneva. O novo complexo termelétrico contará com duas turbinas a gás: uma de ciclo aberto, para atender o leilão de capacidade, e outra de ciclo combinado, para atender o contrato de reserva de energia. Até o final de 2022, foi concluído e assinado com a General Electric o processo de aquisição de todos os equipamentos técnicos (ilha de potência). Em seguida, no primeiro trimestre de 2023, foi iniciado o desenvolvimento do campo de gás natural e a construção da usina.

Com esse projeto, a Eneva garantiu mais de R\$ 2,1 bilhões de receita fixa ao longo de 15 anos, demonstrando como a Companhia pode alavancar suas competências para gerar mais valor aos seus acionistas. Após a perfuração de poços de extensão para a implementação do projeto Azulão-Jaguatirica, nosso time de exploração identificou maiores volumes reservas no Campo de Azulão e descobriu recursos adicionais em outra acumulação próxima, conhecida como PAD Anebá. Diante do o volume revisado de reservas e recursos e almejando sua monetização nos leilões planejados, nossas equipes comercial e de engenharia desenvolveram o *business case* e os projetos e, considerados altamente competitivos, vencendo dois leilões de energia consecutivos. ***A Eneva é a única empresa brasileira que reúne todas as competências necessárias para desenvolver tais soluções verticalizadas na cadeia de valor da geração termelétrica a gás, em lugares remotos e em um curto período, o que torna o processo ainda mais desafiador.***

O projeto será desenvolvido no estado do Amazonas, no norte do Brasil, aumentando nossa base de ativos na região, que já contempla o projeto Azulão-Jaguatirica, os direitos de produção detidos para dois campos de gás, Azulão e Juruá e ainda os contratos de concessão para três blocos exploratórios localizados próximo a Azulão, proporcionando o aproveitamento de sinergias operacionais entre nossos ativos e alavancando nosso conhecimento operacional na região amazônica.

Relatório de reservas de janeiro de 2022: a Eneva mais uma vez comprova seu impressionante *track-record* exploratório.

No primeiro mês de cada ano, a Eneva publica seu relatório de certificação de reservas com os resultados dos esforços de exploração e avaliação do ano anterior. ***Lembro que começamos 2022 com o pé direito, com a publicação de um relatório que revelou um aumento de 30% nas nossas reservas totais em relação a 2021.*** No âmbito da execução da nossa estratégia, é de suma importância acessar uma base de reservas cada vez maior. Nossos projetos de maior retorno estão baseados no modelo R2W, em que a eletricidade é gerada em usinas termelétricas construídas próximas aos reservatórios, utilizando como fonte de combustível nossas próprias reservas de gás, traduzindo-se em custos de energia muito competitivos. O aumento das nossas reservas possibilitará a expansão do modelo R2W e o desenvolvimento de novas soluções de energia para substituir o diesel e o óleo combustível por gás natural, menos poluente e mais competitivo, no norte do Brasil.

A evolução das reservas anuais de gás natural do final de 2021 ao final de 2022 foi um grande destaque do nosso mais recente relatório de certificação, divulgado no início de 2023. Na Bacia do Parnaíba, nossas reservas 2P de gás aumentaram significativamente, passando de 29,5 bilhões de m³ para 33,1 bilhões de m³, enquanto a produção anual atingiu 0,927 bilhão de m³, levando a um índice de reposição de reservas de 490%. Na Bacia do Amazonas, onde operamos o campo de Azulão, a certificação de reservas indicou um aumento das reservas de gás de 7,1 bilhões de m³ para 14,5 bilhões de m³, como resultado da perfuração de poços de extensão dentro do *ring fence* do campo e da campanha exploratória em blocos adjacentes. A tabela abaixo resume nossa posição de reservas em dezembro de 2022.

Tabela 1: Reservas Certificadas de Gás Natural (2P) de 31/12/2021 a 31/12/2022

| Variação das Reservas Certificadas | | |
|--|--|--|
| | Reservas de Gás ENEVA Bacia do Parnaíba (100% WI) (Bm ³) | Reservas de Gás ENEVA Bacia do Amazonas (100% WI) (Bm ³) |
| Reservas Certificadas em 31 de dezembro de 2021 | 29,454 | 7,109 |
| (+) Novas Reservas (01/01/2022 - 31/12/2022) | 4,546 | 7,49 |
| (-) Produção (01/01/2022 - 31/12/2022) | (0,927) | (0,143) |
| Reservas Certificadas em 31 de dezembro de 2022 | 33,073 | 14,455 |

MWB1: Estender o ciclo de vida dos ativos atuais e replicar o R2W em outras geografias

Início da construção de Parnaíba VI em junho de 2022. Com a conclusão dessa usina, o ativo R2W da Eneva no Parnaíba se tornará o maior complexo termoeletrico do Brasil, entregando energia confiável e mais sustentável para o país

Parnaíba VI fechará o ciclo da usina Parnaíba III, que consiste em uma única turbina a gás de 178 MW. Quando concluída, Parnaíba VI adicionará 92 MW de capacidade instalada para geração de energia a partir do vapor produzido em uma caldeira de recuperação de calor, aproveitando os gases de exaustão de Parnaíba III. ***A energia gerada em Parnaíba VI não demandará o consumo de uma única molécula de gás adicional, expandindo nossa capacidade R2W ao mesmo tempo em que reduzimos as emissões de CO₂ por MWh de energia produzida.*** Quando iniciar sua operação comercial no ambiente regulado, em janeiro de 2025, Parnaíba VI gerará mais de R\$ 100 milhões em receita fixa anual e ajudará a consolidar ainda mais nosso posicionamento com o modelo R2W.

Parnaíba V entra em operação comercial em novembro, adicionando capacidade de geração de energia limpa ao Complexo Parnaíba e contribuindo para os resultados de 2022 por meio de contratos de exportação de energia.

Emblemático para a Eneva, Parnaíba V foi o primeiro projeto desenvolvido pela Companhia a se sagrar vencedor em um leilão de energia após nossa reestruturação financeira em 2018 e marcou o início de uma nova era: nosso primeiro ciclo de crescimento. Testemunhar e participar ativamente da vitória no leilão de 2018 e, em seguida, da contratação, construção, comissionamento e início da operação comercial desse projeto icônico foi um privilégio e trouxe imensa satisfação pessoal para mim e para todo o time que participou deste desafio histórico.

Pelo olhar da engenharia, Parnaíba V foi um projeto extremamente complexo, uma vez que contemplou a construção de quatro caldeiras de recuperação de calor, todas conectadas a uma única turbina a vapor com 385 MW de potência. Durante toda a construção da nova usina, as quatro turbinas a vapor de Parnaíba I, que fornecem gás de exaustão às caldeiras, ficaram disponíveis para operar, e muitas vezes gerando em torno de 670 MW de potência, tornando o projeto ainda mais desafiador.

Parnaíba V acrescentou 385 MW de potência ao Complexo, sem necessidade de consumir uma única molécula de gás adicional, trazendo ganhos de eficiência e melhores margens, sem emissões adicionais de CO₂. O Contrato de Fornecimento de Energia (PPA, na sigla em inglês) entrará em vigor em janeiro de 2024, somando mais de R\$ 350 milhões por ano em receita fixa e tornando nossos recebíveis ainda menos dependentes do despacho termoeletrico. Antes mesmo do início do PPA, Parnaíba V já está gerando resultados: desde novembro, a usina tem exportado energia para a Argentina. As quatro turbinas a gás de Parnaíba I e a turbina a vapor de Parnaíba V vão gerar juntas um total de 1,1 GW de energia com *heat rates* muito eficientes, dado o menor consumo de gás de uma planta operando em ciclo combinado, resultando em uma oferta mais competitiva para a exportação de energia.

Declaração de comercialidade de Gavião Mateiro em novembro: outra grande conquista da nossa experiente equipe de exploração.

O poço pioneiro perfurado na estrutura de Gavião Mateiro encontrou gás em 16 de novembro de 2021. Essa estrutura havia sido mapeada com dados sísmicos adquiridos na campanha de 2020. Em apenas 12 meses, reprocessamos os dados sísmicos, geramos novos mapas e perfuramos os poços de avaliação, em um programa exploratório *fast track* recorde, reduzindo o período entre a descoberta e a declaração de comercialidade. Após o poço pioneiro, as equipes de exploração e perfuração rapidamente definiram quatro alvos para avaliação da acumulação, que foram perfurados em abril, maio, setembro e outubro de 2022. Após o teste destes quatro poços, com excelentes resultados, finalizamos as estimativas de volume de gás *in place* (VGIP, na sigla em inglês). A comercialidade foi assegurada e declarada à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). ***No começo de 2023, nosso relatório anual de certificação de reservas já contabiliza 4,4 bilhões de m³ de reservas 2P de Gavião Mateiro.***

Esse novo campo fica a apenas 25 quilômetros de distância de Gavião Belo, que já está em desenvolvimento. Devido à proximidade dos campos, eles poderão compartilhar o mesmo gasoduto de 100 quilômetros de extensão e as unidades de pré-tratamento e compressão de gás, inicialmente projetadas para conectar Gavião Belo ao Complexo Parnaíba, reduzindo os custos gerais de desenvolvimento e operação dos dois campos.

O incremento contínuo de reservas na Bacia do Parnaíba permitirá que a Companhia expanda ainda mais o negócio de SSLNG na região e amplie nosso modelo altamente competitivo de geração de energia, o R2W.

MWB2: Maximizar reservas e desenvolver soluções integradas na região Norte

Jaguatirica II entrou em operação comercial em fevereiro, um feito inédito para a Eneva e para o setor de energia brasileiro.

O primeiro KWh comercializado em Jaguatirica II é um marco histórico para a Eneva pelo seu pioneirismo no desenvolvimento de soluções inovadoras de energia. Essa foi a primeira vez no Brasil que uma usina termoeétrica a gás entrou em operação usando combustível produzido em um campo a 1000 quilômetros de distância, sem uma conexão através de um gasoduto. A Eneva desenvolveu uma planta de Gás Natural Liquefeito (GNL) no estado do Amazonas, adjacente ao campo de Azulão, e estruturou uma solução logística para transportar o GNL por rodovia até a UTE Jaguatirica II, no estado de Roraima, para substituir usinas a diesel obsoletas. Outra imensa contribuição do projeto foi o aprendizado que ganhamos e agregamos ao nosso amplo rol de competências. ***Iniciamos, de uma só vez, a maior planta de liquefação de gás natural e a maior operação logística de GNL do país, e criamos uma nova linha de negócios: o GNL em pequena escala (SSLNG, na sigla em inglês).***

Quando tecnologias e processos inovadores são testados pela primeira vez em uma região e/ou quando são novos para uma organização, adquirimos novos aprendizados e novas competências. Isso geralmente requer um esforço enorme e tem seu preço. No projeto Azulão-Jaguatirica não foi diferente, tendo enfrentado algumas dificuldades tecnológicas durante o estágio inicial de operação. No entanto, já traçamos um plano para superar esses desafios e estamos confiantes de que o projeto atingirá plena capacidade no primeiro semestre de 2023.

Quando estiver totalmente operacional, o projeto trará um EBITDA de mais de R\$ 400 milhões/ano. No entanto, não podemos negligenciar o valor intangível das novas competências adquiridas e da criação de uma nova linha de negócios. Embora o valor intangível seja essencialmente difícil de expressar em números, o projeto já desencadeou outras perfurações de avaliação e exploração na bacia do Amazonas e nos capacitou para implementar e comercializar a primeira solução de fornecimento de SSLNG em substituição ao óleo em aplicações industriais no norte do Brasil.

Revisão da certificação de reservas da bacia do Amazonas em abril: o sonho da região Norte tornou-se ainda maior.

A tese de que o campo de Azulão poderia conter um volume de reservas ainda maior ganhou força entre a nossa equipe de exploração após concluirmos a perfuração de desenvolvimento para colocar o projeto Azulão-Jaguatirica em operação. Para testar essa tese, foi desenvolvido um novo programa de avaliação/exploração para a bacia do Amazonas. A campanha de perfuração começou em 2021 e se estendeu até os primeiros meses de 2022, culminando no poço 1-ENV-31D-AM, perfurado fora do *ring fence* do campo, que comprovou a extensão dos reservatórios de gás da formação Nova-Olinda para além das fronteiras originais do campo. Essa descoberta surpreendente nos motivou a solicitar uma revisão da nossa certificação de reserva muito antes do período usual, no primeiro mês do

ano seguinte, com o objetivo de qualificar nossos projetos de geração para o próximo leilão de reserva de energia, conhecido no mercado como “Leilão de Privatização da Eletrobras”. Essa era a oportunidade que a Companhia estava buscando para agilizar a construção do seu projeto dos sonhos, um complexo termelétrico de 1 GW na bacia do Amazonas, divulgado alguns meses antes no nosso evento para investidores, o “Eneva Day 2022”.

Considerando as informações recém-adquiridas, os certificadores foram contratados para revisar o relatório de janeiro de 2022 e, **em 30 de abril do mesmo ano, uma nova certificação foi publicada, apresentando um aumento expressivo nas reservas de gás 2P do campo de Azulão, estimadas atualmente em 14,6 bilhões de m³**. Além disso, o relatório contabilizou as reservas de condensado de Azulão e os recursos contingentes de óleo leve, condensado e gás natural do PAD Aneba, localizado a 45 quilômetros do Azulão.

Devido a essa revisão dos volumes de reservas e recursos, a Companhia conseguiu participar e vencer o leilão de reserva de energia realizado em setembro, como já detalhamos na seção **Azulão 950 MW**. Reitero que somente uma empresa com as atuais competências da Eneva poderia, em um prazo tão curto, estruturar, planejar e executar uma campanha exitosa de avaliação/exploração para confirmar uma tese geológica, definir a engenharia conceitual de todo o projeto, construir um modelo de negócios para determinar a viabilidade econômica, participar de uma audiência pública para contribuir com as regras do leilão e, na sequência, contratar, construir e operar um projeto tão complexo, que converte moléculas de gás que estão a 2.000 m abaixo da superfície em eletricidade entregue na rede. O complexo termelétrico, com 950 MW de capacidade, atualmente em construção e quase totalmente contratado, é uma enorme conquista que demonstra a capacidade única do time Eneva.

MWB3: Desenvolver infraestrutura de hubs de gás

Conclusão da aquisição da CELSE em maio: Acelerando a implementação do nosso primeiro hub de gás.

O acesso à molécula de gás faz parte dos nossos seis pilares estratégicos. Além de diminuir nossa dependência do despacho, a CELSE foi uma importante aquisição estratégica: quando nos apresentamos o ativo, entendemos que era a oportunidade perfeita de encurtar o longo período necessário para desenvolver um hub de gás, além de evitar os riscos associados à construção de um terminal de GNL. O ativo inclui um complexo termelétrico a gás de 1,6 GW, totalmente contratado até dezembro de 2044, um terminal de GNL, uma unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU, na sigla em inglês) com um contrato de longo prazo e um contrato de fornecimento de gás com a Qatar Gas em vigor pelo mesmo período do Contrato de Compra de Energia (PPA). **O ativo gera R\$ 2,0 bilhões/ano em receita fixa, contribuindo fortemente para reduzir a dependência da Eneva do despacho termelétrico.**

Portanto, além do fluxo de caixa robusto da CELSE, existem pelo menos quatro oportunidades relevantes para valorizar o ativo e transformá-lo no nosso primeiro hub de gás, o Hub Sergipe:

1. **Pipeline de projetos greenfield de 3,4 GW**: Há cinco projetos termoelétricos licenciados dentro do terreno da CELSE, prontos para participar dos próximos leilões de energia e capacidade. Esses projetos se beneficiarão do compartilhamento do terminal de GNL, da infraestrutura existente e dos recursos de O&M.
2. **Capacidade ociosa do FSRU**: O FSRU tem capacidade para regaseificar e descarregar até 21 milhões de m³/dia de gás natural, dos quais apenas 7 milhões de m³/dia estão comprometidos com a usina atual. A capacidade remanescente será usada para atender a clientes industriais e companhias de distribuição de gás, além de abastecer as plantas licenciadas quando elas vencerem os PPAs.
3. **Conexão à rede nacional de gasodutos**: Está sendo construída uma conexão entre o Terminal de GNL da CELSE e a rede nacional de transporte de gás. Com início de operação previsto para o 2T24, essa conexão possibilitará à Eneva vender GNL importado ou parte da produção de gás associado *offshore* para clientes próximos à rede de distribuição de gás.
4. **Acesso ao gás de descobertas offshore**: A Petrobras (operadora) e seus parceiros fizeram descobertas significativas de óleo e gás em blocos exploratórios *offshore* de águas profundas localizados a cerca de 100 quilômetros do Complexo do Hub Sergipe. Os planos de desenvolvimento para explorar essas reservas de óleo e gás foram apresentados à ANP, e a produção deve começar até 2027 (óleo) e 2028 (gás). A Eneva pretende conseguir acesso a esses recursos de gás seja adquirindo participação de parceiros da Petrobras ou fechando contratos de compra de gás com parceiros da Petrobras. Isso diversificaria o acesso do Hub Sergipe aos recursos de gás natural e aumentaria a competitividade da nossa oferta.

Embora nenhuma dessas oportunidades seja garantida, acreditamos fortemente que temos as competências e a motivação para capturar todas elas e ainda outras que estejam em estágio inicial e talvez se concretizem ao longo do tempo.

Motivada pela sua estratégia de aumentar o acesso a moléculas de gás, a Eneva está desenvolvendo o TEPOR, em Macaé, e o TGMA, em São Luís, ambas oportunidades *greenfield* de longo prazo para terminais de GNL. Continuaremos trabalhando nesses projetos ambiciosos, mas a conquista mais relevante nesse caso é que, ***por meio da aquisição de um complexo termelétrico, com um terminal de GNL operacional e um FSRU com contrato de longo prazo, antecipamos em quatro anos a implementação do nosso primeiro hub de gás.***

Aquisição da Termofortaleza em junho

Adquirimos um ativo com balanço sólido (desalavancado e gerador de receita), com desempenho operacional muito eficiente, uma equipe experiente e uma localização geográfica favorável, na mesma região do nosso Hub Sergipe. A transação foi uma típica *leveraged buyout*, como vemos em livros acadêmicos. Usamos o balanço do ativo para alavancar o próprio ativo e fazer a aquisição. ***A transação foi concluída em agosto pelo enterprise value de R\$ 169 milhões. A Eneva pagou R\$ 490 milhões por um ativo com posição de caixa de R\$ 321 milhões, que gerou um EBITDA de R\$ 628 milhões em 2022.***

Entre a data da aquisição e dezembro de 2023, quando o PPA expira, o ativo tem potencial de geração de caixa operacional medido pelo EBITDA de mais de 4,5x seu valor de aquisição líquido, reforçando nosso balanço de curto prazo. Trabalharemos para recontratar o ativo em um novo PPA nos próximos leilões de capacidade, a fim de garantir outros 15 anos de geração de fluxo de caixa sem investimentos adicionais.

MWB4: Comercializar recursos energéticos e desenvolver novos modelos de negócios

Primeiro contrato para fornecer GNL a clientes industriais é assinado em maio: nascimento do novo negócio de SSLNG.

Com o crescimento das reservas da Bacia do Parnaíba e a sólida experiência que adquirimos em GNL em pequena escala (SSLNG) com a implementação do projeto Azulão-Jaguatirica, desenvolvemos uma nova linha de negócios para oferecer soluções para clientes que estão dispostos a investir na transição energética. O estado do Maranhão não está conectado aos gasodutos nacionais de transporte de gás, portanto sua matriz energética depende muito de produtos de petróleo. Nossa solução permite aos nossos clientes substituir um combustível altamente poluente por uma alternativa mais limpa e com custo mais competitivo.

Os esforços da equipe comercial valeram a pena, e a Eneva assinou o primeiro contrato de fornecimento de GNL para um cliente industrial. A Companhia se comprometeu a fornecer gás natural para as instalações da Suzano, a 544 quilômetros do Complexo Parnaíba. A Suzano é uma das maiores produtoras de papel e celulose da América Latina, e a sua unidade no Maranhão atualmente usa óleo combustível em alguns de seus processos produtivos. Com foco na redução das emissões de CO₂, o cliente decidiu modificar alguns processos da fábrica para operar usando gás natural e assinou um contrato de dez anos para o fornecimento de GNL. Para atender a Suzano, a Eneva projetou uma unidade de liquefação com capacidade para liquefazer 300.000 m³/dia de gás natural, com investimentos estimados em R\$ 530 milhões. A capacidade total ficará parcialmente ociosa e, portanto, nossa equipe comercial está totalmente dedicada a capturar potenciais contratos visando ocupar a totalidade da capacidade da planta de liquefação.

Para administrar a logística, a Eneva formou uma *joint venture* com a Virtu GNL (51% e 49%, respectivamente), uma empresa de logística com experiência no transporte de fluidos criogênicos no norte do Brasil. A *joint venture*, denominada GNL Brasil, investirá em sua frota própria de caminhões e carretas criogênicas, possibilitando à Eneva verticalizar toda a cadeia de valor do SSLNG, agregando o conhecimento de logística de fluidos criogênicos às nossas competências e mitigando a dependência de fornecedores em uma atividade altamente especializada.

Segundo contrato para fornecer GNL a clientes industriais é assinado em julho: expansão do novo negócio de SSLNG.

Os esforços comerciais continuados para desenvolver o negócio de SSLNG perto do Complexo Parnaíba resultaram em um segundo contrato, dessa vez para fornecer GNL para as instalações da Vale. A Vale é a maior produtora de minério de ferro do Brasil e tem uma planta de pelotização em São Luís, no Maranhão, que usa óleo combustível no seu processo de aquecimento. Para satisfazer as necessidades comerciais deste novo contrato, nossa equipe comercial desenvolveu e negociou rapidamente novos termos, aprimorando nosso conhecimento para lidar com demandas futuras.

Para atender a demanda da Vale, desenvolveremos um segundo módulo de processamento de 300.000 m³/dia, totalizando 600.000 m³/dia de capacidade de liquefação de gás natural no Complexo Parnaíba, criando sinergias relevantes com o projeto da Suzano. ***Com as duas plantas em operação, a Eneva terá o maior projeto de SSLNG do Brasil. Uma revolução na matriz energética das regiões Norte e Nordeste.*** Tenho convicção de que essa linha de negócios tem muitas oportunidades na região, e estamos empenhados em conquistar novos clientes para o nosso negócio de SSLNG.

Exportação de energia para a Argentina em julho, agosto, novembro e dezembro. A equipe comercial encontrou novas formas de monetizar os recursos da Eneva em um ano com baixo despacho termelétrico.

O ano de 2022 foi generoso em termos de volume de chuva, reduzindo consideravelmente os níveis de despacho termelétrico. Em função disso, tivemos que agir rapidamente para mitigar o impacto sobre nossas receitas. Nossa equipe de comercialização de energia se mobilizou e conseguiu fechar contratos semanais para exportar energia do Complexo Parnaíba para a Argentina. Durante o inverno e o verão, há picos de carga no país vizinho, sendo necessário ativar geração térmica adicional por meio de usinas ineficientes que consomem GNL importado, mais caro. A energia do modelo R2W no Parnaíba, impulsionada pela eficiência de Parnaíba I com Parnaíba V, aumenta a competitividade da oferta da Eneva quando comparada à geração local argentina. ***Essa operação gerou EBITDA de mais de R\$ 300 milhões em um ano sem despacho no Complexo Parnaíba, exceto pela geração por inflexibilidade. A alta qualidade dos ativos da Eneva, aliada às nossas competências e à agilidade da organização, demonstrou mais uma vez como conseguimos nos adaptar rápido a cenários adversos.***

MWB5: Desenvolver portfólio renovável e promover tecnologias de baixo carbono

Conclusão da aquisição da Focus em março: expansão da nossa plataforma de energia e fortalecimento das nossas competências de comercialização.

Com essa transação, a Eneva adicionou ao seu portfólio de ativos a maior usina de geração solar da América do Sul, com 870 MWp e 231 MWm de capacidade. O projeto ainda estava em construção e tivemos que superar novos desafios, mas agregamos novas competências a nossa plataforma de energia ao longo do processo. Além disso, a aquisição trouxe um *pipeline* de mais dois projetos solares licenciados, Futura II e Futura III, com 907 MWp e 2.095 MWp, respectivamente, que se somaram ao projeto eólico de Santo Expedito em nosso portfólio de projetos em desenvolvimento. Essa aquisição marca a entrada da Eneva em outra linha de negócios: Energia Renovável. ***Considerando o preço pago e todas as sinergias a serem capturadas na plataforma da Eneva, incluindo otimizações financeiras e comerciais relevantes, a aquisição gerou um retorno de dois dígitos, muito acima do que observamos hoje em dia em projetos renováveis semelhantes.*** Embora não tenhamos planos de investir no desenvolvimento de novos projetos renováveis no curto prazo, principalmente porque esses projetos são menos atraentes quando comparados às demais alternativas no portfólio de novos negócios da Eneva, acreditamos que eles possam gerar opicionalidades no médio e longo prazo.

Outro ponto igualmente importante nessa transação foi a incorporação do negócio de comercialização de energia da Focus, que fortaleceu nossas competências nesse pilar estratégico. Com uma comercializadora forte, a Companhia poderá desenvolver diversos produtos de energia para uma base diversificada de clientes, de todos os portes, que continuará crescendo, à medida que o mercado de energia regulado migra para o ambiente livre de forma mais acelerada. Além disso, a inteligência de uma comercializadora forte ajudará a otimizar a criação de valor da nossa base crescente de ativos integrados de energia e gás.

A transição energética continuará sua rota irreversível, mesmo que em um ritmo mais lento do que esperávamos antes da guerra na Europa, que expôs a importância da segurança energética. A pressão contínua para a adoção de soluções energéticas mais limpas resultará no surgimento de novas cadeias de valor baseadas exclusivamente em

energia renovável. É nesse momento que o conhecimento em renováveis - aliado às competências de comercialização de energia para desenvolver produtos personalizados, ao sólido conhecimento das novas cadeias de valor que possam surgir e a um *pipeline* próprio de projetos terá um valor extraordinário em um mundo que continua buscando uma solução para o problema do aquecimento global.

MWB 6: Construir uma organização ágil e adequada aos desafios

Eneva recebe o *rating* AAA (bra) da Fitch em abril, melhorando o acesso a fontes de financiamento.

Eneva conclui oferta de ações no valor de R\$ 4,2 bilhões em junho, acessando recursos para acelerar os planos de crescimento.

Em junho, a Eneva acessou o mercado de capitais para captar recursos e financiar a aquisição da Celse, anunciada no final de maio. No início do mesmo mês, estávamos preparados para realizar a transação e avaliávamos a melhor janela para acessar o mercado, considerando as discussões sobre a privatização da Eletrobras. Dias depois da oferta da Eletrobras, anunciamos a nossa transação: uma emissão de 300 milhões de novas ações com garantia firme do BTG de um preço mínimo de R\$ 13,00 por ação.

Após um curto *roadshow*, em que interagimos com mais de 120 investidores, chegamos a uma demanda de mercado excepcional de R\$ 8,9 bilhões, e emitimos ações no valor de R\$ 14,00, sem desconto em relação ao preço de lançamento, captando, portanto, R\$ 4,2 bilhões. *Aproximadamente 2/3 das novas ações foram compradas pelos acionistas da Companhia, que exerceram seus direitos de preferência na alocação, aumentando sua exposição à Companhia e reiterando sua confiança na nossa tese de negócios.*

Pela primeira vez, a Eneva foi incluída no ISE B3, o Índice de Sustentabilidade Empresarial da bolsa de valores brasileira, e evoluiu para a nota B do *ranking* de mudanças climáticas do CDP.

Fomos reconhecidos pelos nossos esforços de longo prazo na gestão da sustentabilidade com a melhora de duas posições no *ranking* de mudanças climáticas do CDP e a inclusão na carteira do ISE B3. Também avançamos em transparência ao participar pela primeira vez da Avaliação Global de Sustentabilidade da S&P, atingindo 52 pontos, ligeiramente acima da média do setor, e melhoramos nossa posição no Refinitiv, o índice do London Stock Exchange Group, em três categorias, passando de C para B. Mantivemos também o padrão ouro na transparência do nosso relatório de emissões do protocolo brasileiro de GEE.

Tivemos até aqui o resumo de uma longa história. Se ela não fosse contada como uma crônica das conquistas de uma única empresa em apenas um ano, poderia ser interpretada equivocadamente como a história de vários anos de uma empresa, ou até mesmo como as conquistas de várias empresas em um único ano!

A tabela a seguir resume o impacto de todas essas realizações no nosso desempenho nos últimos cinco anos. Em 2022, concluímos nosso primeiro ciclo de crescimento, entregando projetos contratados há quatro ou cinco anos, e lançamos as bases do próximo ciclo de crescimento.

Tabela 2: Indicadores Eneva 2017 e 2022

| Indicadores Eneva | | |
|---------------------------------|------------|-------------|
| | 2017 | 2022 |
| EBITDA | R\$ 1,4 bi | R\$ 2,2 bi |
| Valor de Mercado | R\$ 4,4 bi | R\$ 18,9 bi |
| ROE | 1,5% | 5,1% |
| Capacidade Instalada (GW) | 2,2 | 6,3 |
| Gás + GNL (MMm ³ /d) | 7,0 | 13,0 |
| Reservas de Gás (bcm) | 18,8 | 47,5 |

Olhando para trás, só consigo atribuir essas conquistas ao conjunto diferenciado de competências que desenvolvemos na Eneva, à capacidade de conectar essas competências com agilidade para criar mais valor e à forte cultura da nossa Companhia, expressa em nossos valores centrais:

- Coragem de assumir riscos com responsabilidade
- Postura aberta, construtiva e resiliente
- Confiança uns nos outros
- Esforço para alcançar os padrões mais altos
- Celebração e recompensa pelo sucesso

Disciplina na alocação de capital e o case Azulão 950 MW

Um dos principais pilares do sucesso da Eneva tem sido nossa disciplina na alocação de capital. A lógica decisória por trás da nossa participação no Leilão de Reserva de Energia de setembro exemplifica bem como nos empenhamos em empregar o capital dos nossos acionistas da forma mais eficaz, assumindo riscos com responsabilidade.

Depois dos resultados do poço ENEV31 e da revisão da certificação de reservas publicada em abril de 2022, a Companhia qualificou-se para participar do Leilão de Reserva de Energia com até 1 GW de usinas a gás. O leilão determinava 70% de inflexibilidade e, portanto, uma receita fixa muito alta. Ainda em abril, a expectativa do preço-teto de energia variava de R\$ 450/MWh a R\$ 650/MWh. Adicionalmente, não esperávamos muita concorrência dado que poucas empresas estavam aptas a atender as exigências do leilão, que determinavam o uso de reservas de gás da região Norte. Considerando esse cenário inicial, se a Eneva fosse a vencedora no limite superior da faixa de preços esperada, os cálculos iniciais indicavam uma receita fixa relevante, que associada aos custos de produção de energia extremamente competitivos do modelo R2W, resultaria em uma TIR superior à de nossos melhores projetos. As primeiras conclusões sobre esses fatos já eram animadoras, mas ainda tínhamos muito trabalho à frente.

Nos meses seguintes, antes do leilão, continuamos refinando nossos modelos geológicos, de reservatórios, de engenharia e de negócios e avaliando melhor os riscos, a concorrência e as regras finais do leilão, que já haviam sido publicadas naquele momento. Trata-se de um processo minucioso e detalhado, que só pode ser conduzido adequadamente em uma organização com conhecimento de toda a cadeia de valor do R2W. ***A capacidade de avaliar corretamente as recompensas e os riscos envolvidos nas várias alternativas que existem em projetos tão complexos é essencial para o sucesso do empreendimento.*** Nossa meta é sempre assegurar a melhor combinação de risco-retorno e tomar a decisão ótima de alocação de capital. Apresentamos a seguir um resumo do exercício realizado após desenvolvermos nossa compreensão do *case* e entendermos melhor os riscos e as oportunidades:

1. Examinamos cinco alternativas e decidimos considerar duas:
 - a. Participar com uma planta de ciclo combinado de 1 GW e capturar toda a oferta do leilão. Isso consumiria todas as reservas certificadas do campo de Azulão, o que nos obrigaria a encontrar um outro local com suprimento de gás para instalar a usina Azulão I. A alternativa mais provável era instalar Azulão I no Hub de Sergipe (CELSE), para usar a capacidade excedente do FSRU e do terminal de GNL. Como os custos da utilização de GNL importado são muito mais altos que os das nossas reservas *onshore*, a planta não ganharia margem relacionada ao despacho e consumiria grande parte do valor do projeto Azulão I.
 - b. Manter o projeto Azulão I na bacia do Amazonas (360 MW de capacidade instalada, dos quais 285 MW já foram contratados no leilão de capacidade) e participar com uma planta de ciclo combinado para capturar 590 MW no Leilão de Reserva de Energia, totalizando 950 MW de capacidade instalada no complexo da Bacia do Amazonas.
2. As reservas e os recursos estavam disponíveis e certificados, no entanto, devido à extensa área do campo de Azulão, de aproximadamente 60 km², e do pequeno número de poços perfurados, apenas seis, ainda havia incertezas sobre a vazão máxima que o campo seria capaz de sustentar por um longo período. Em um contrato de 15 anos, a usina a gás de 1 GW teria exigido 4,4 milhões de m³/dia em 70% do tempo. Com a

quantidade limitada de informações disponíveis, ainda não tínhamos certeza a respeito do potencial de produção do campo.

3. O modelo financeiro indicava quase o mesmo retorno para a Companhia nas duas alternativas, pois o projeto de 1 GW implicava transferir o contrato do Azulão I para o Hub de Sergipe, sem margens no despacho.
4. Os recursos e o CAPEX envolvidos na construção de dois grandes projetos em dois estados diferentes, de 1 GW no Amazonas e 360 MW em Sergipe, eram muito maiores que a alternativa de construir somente a capacidade adicional no Complexo do Amazonas, atingindo 950 MW. Portanto, a alternativa de 1 GW pressionaria a capacidade de execução e o balanço da Companhia além dos limites razoáveis e seguros.
5. Foram identificados ao menos dois concorrentes com contratos de gás e projetos menores, de aproximadamente 200 MW. Apesar de esses projetos serem menos competitivos devido ao custo de fornecimento de gás, seria necessário reduzir o preço se quiséssemos arrematar toda a oferta de 1 GW.
6. O preço-teto publicado para o leilão ficou em R\$ 444,00/MWh, ligeiramente abaixo do limite inferior da faixa de preço esperada.
7. As implicações regulatórias acerca do atraso do projeto e/ou da incapacidade de sustentar a vazão ao longo da vida do contrato também foram estimadas e consideradas.

Com base na discussão acima, antes de qualquer risco ser levado em conta, as duas alternativas proporcionariam quase o mesmo retorno para a Companhia. No entanto, os riscos envolvidos no projeto de 1 GW estão inter-relacionados, e os respectivos impactos devem ser analisados conjuntamente, resultando em uma considerável perda de valor, mesmo nos casos mais prováveis. Considerando toda a discussão, ***ficou claro que o projeto de 590 MW representava o melhor retorno ajustado pelo risco e a melhor decisão de alocação de capital.*** Dessa forma, a Administração e o Conselho decidiram unanimemente prosseguir com a alternativa de 590 MW.

Execução da estratégia

Implementação dos projetos de CAPEX

Ao longo do último ano, a Eneva passou por um ciclo de expansão, com aquisições, incorporação de reservas, novos contratos de SSLNG e a participação bem-sucedida em leilões de energia, antecipando nosso plano estratégico em pelo menos dois ou três anos. Isso acarretará em um CAPEX substancial para construir a infraestrutura e as usinas necessárias para cumprir os compromissos firmados.

Para me referir apenas aos principais projetos em construção nos próximos quatro anos, é relevante mencionar; Azulão 950 MW, desenvolvimento do campo de gás de Azulão, aquisição sísmica no Parnaíba e no Paraná, duas sondas operando em uma campanha de perfuração contínua, planta criogênica do Parnaíba, desenvolvimento dos campos de gás de Gavião Belo e Gavião Mateiro, e Parnaíba VI. Estes projetos exigirão em torno de R\$ 9 bilhões de capital, a assinatura de vários contratos altamente especializados e de grande valor para a aquisição de serviços e equipamentos, e o recrutamento de pessoal para executar os projetos e operar os ativos após eles serem comissionados. Portanto, serão necessários grandes esforços por parte não só das equipes técnicas, mas também das áreas de suporte da Companhia.

A área de suprimentos terá que conduzir diversos processos de alta complexidade. O RH terá que contratar pessoal para os projetos e para as equipes de suporte. A área financeira terá que levantar capital para financiar os projetos e, ao mesmo tempo, monitorar cuidadosamente os níveis de dívida. A área de relações institucionais precisará redobrar seus esforços em diferentes estados e municípios para garantir a obtenção de todas as autorizações e licenças de funcionamento e certificar-se de que todas as demandas dos *stakeholders* locais sejam ouvidas e atendidas quando for razoável e possível. Além disso, para sermos fiéis à nossa missão, precisamos fornecer energia segura e competitiva e gerar valor para todos os *stakeholders*, melhorando a economia local, trazendo desenvolvimento social sustentável e criando oportunidades para as comunidades vizinhas. As equipes técnicas e de engenharia também têm que se qualificar para acompanhar o aumento da complexidade na engenharia, no planejamento e na execução das diversas tarefas envolvidas na execução desses projetos.

A Companhia precisa se preparar para este ciclo o mais rápido possível e garantir que a “inércia” inicial desses projetos seja superada no primeiro semestre de 2023 para que “o trem saia da estação”. Uma vez que esses projetos estejam adequadamente planejados e tenham a estrutura necessária de pessoal, com contratos assinados e a devida assistência das áreas de suporte, as equipes de projeto ganharão velocidade e intensificarão a execução. Elas conseguirão conduzir seus negócios sem demandar atenção extraordinária da Administração, liberando a Companhia para olhar novamente para o seu portfólio de crescimento, que ainda é vasto considerando a gama de competências que possuímos.

Para preparar a organização para este novo ciclo, foram implementadas três mudanças em janeiro de 2023:

- a. A cadeia de suprimentos sob Renato Cintra, nosso Diretor de Serviços Corporativos, foi reorganizada, e a função de Gerente Geral de Suprimentos foi dividida entre três cargos para acompanhar o volume e a complexidade do processo de compras que precisaremos conduzir. As disciplinas de O&G, de geração de energia & EPC (engenharia, compras e construção, na sigla em inglês) e de O&M agora são administradas por três Gerentes Gerais de Suprimentos, todos com um longo histórico de serviço operacional e atuação na especificação, compras e negociação de contratos em suas áreas. Essa medida foi tomada para garantir que encontremos fornecedores dos recursos necessários com rapidez suficiente, mantenhamos um relacionamento com fornecedores-chave, façamos as especificações corretas e completas, e paguemos o preço justo de mercado.
- b. A posição de Diretor de Operações, anteriormente ocupada por mim, foi dividida em três novos cargos de Diretor-Executivo, subordinados ao Diretor-Presidente para garantir que nos concentremos na execução dos novos projetos e mantenhamos altos padrões de operação em nosso número crescente de ativos:
 - Fausto Caretta, Diretor de Exploração, Desenvolvimento e Construção, será responsável pela implementação dos projetos de capital e, portanto, da execução do CAPEX.
 - Ricardo Pascotto, Diretor de Operações e Manutenção dos Ativos R2W e SSLNG, supervisionará as operações atuais dos nossos ativos R2W (Bacia do Parnaíba e Bacia do Amazonas) e da nova linha de negócios de SSLNG, que está próxima aos ativos R2W e usa o gás produzido nos mesmos campos.
 - Vilmar Carneiro, Diretor de Operações e Manutenção de Ativos de Geração, supervisionará as operações dos nossos ativos que não utilizam combustível produzido pelos nossos próprios campos, incluindo o Hub de Sergipe, TermoFortaleza, as usinas a carvão e a planta solar Futura I.

Com a divisão em dois grupos de ativos, os novos Diretores de Operações e Manutenção conseguirão acompanhar de perto e otimizar nossa operação, melhorando a eficiência e o controle de custos sem prejudicar a integridade dos ativos. Com maior foco e o comprometimento da alta administração, acreditamos que ainda há espaço para melhorar o desempenho dos nossos ativos. Da mesma forma, também será fundamental a dedicação de uma diretoria exclusiva para tocar todos os projetos de CAPEX, especialmente no planejamento e na execução, para controlar um portfólio maior de empreendimentos que estão em construção ao mesmo tempo, garantindo que a qualidade, os custos e o cronograma dos projetos estejam de acordo com o planejado.

- c. As funções de Diretor Corporativo de ESG, Saúde e Segurança, RH e Comunicação foram divididas em dois cargos, e um novo Diretor de Recursos Humanos, Ricardo Matheus, foi nomeado para endereçar os desafios discutidos na próxima seção. As outras três funções corporativas — ESG, Saúde & Segurança e Comunicação — permanecem sob a responsabilidade da atual diretora, Anita Baggio.

Recursos humanos, o motor do sucesso e do crescimento sustentável

Na seção desta carta que fala sobre 2022, mencionei algumas vezes o conjunto de competências que existem na Eneva e que representam uma grande vantagem competitiva. Desde 2016, quando houve a fusão entre a Eneva e a PGN, foram desenvolvidas consistentemente novas competências, além do aprimoramento das competências existentes. Se olharmos o que temos hoje em termos de conhecimento e competência no setor de energia, conclui-se facilmente que somos uma empresa diferenciada e singular.

Somos a única empresa do setor de geração de energia brasileiro que tem competências em toda a cadeia de valor da geração termoeletrônica a gás. Temos equipes com conhecimentos em geofísica e geologia, engenharia de

reservatórios, engenharia de perfuração, planejamento e execução do desenvolvimento de campos de óleo e gás, engenharia de instalações de superfície, projetos de construção, gestão de projetos, comercialização de energia e hidrocarbonetos, projeto e construção de usinas, comissionamento das instalações industriais, processos de O&M, operação de usinas, operação de campos de óleo e gás, liquefação de gás natural, transporte de GNL, operação de terminais de GNL, desenvolvimento e construção de projetos de energias renováveis e construção e operação de usinas solares, só para mencionar alguns exemplos. Temos também todas as funções de apoio que podem interagir com esse vasto conhecimento técnico para prestar os serviços de que essas equipes precisam para ter um ótimo desempenho.

Pode-se dizer que as grandes petroleiras nacionais e internacionais têm essas mesmas competências, além de outras mais. No entanto, elas não conseguem conectar e combinar todo o seu conhecimento com eficácia, na maioria das vezes devido ao seu tamanho, ou por conta de processos decisórios complexos, ou mesmo devido a uma cultura operacional em silos. Na Eneva, entendemos que, mais importante do que ter as competências necessárias, é construir conexões fortes entre as equipes para que elas possam interagir livremente, aprender umas com as outras, promover a criatividade, ter confiança para decidir e agilizar nosso processo de tomada de decisões. Isso só pode ser alcançado se houver confiança entre todos os colaboradores em todos os níveis, se tivermos um entendimento comum dos objetivos de negócios da organização e se preservarmos nossa cultura de portas abertas e de liberdade de expressão. Portanto, devemos investir no desenvolvimento técnico dos nossos colaboradores para aprimorar e expandir as competências da Companhia, mas ao mesmo tempo construir uma cultura forte, na qual nossos valores sejam reconhecidos de forma meritocrática. ***O objetivo final é criar uma organização ágil e adequada aos desafios, que possibilite a todos os níveis da nossa organização se adaptar rapidamente às oportunidades, aos desafios e às mudanças no ambiente estratégico e de negócios para alcançarmos o sucesso em nosso plano.***

À medida que a Companhia continua crescendo e são necessários mais processos para preservar a integridade, torna-se um desafio manter o ambiente ágil e colaborativo da organização. Precisaremos nos esforçar para garantir que não perderemos essa vantagem competitiva enquanto crescemos. Para executar os projetos já comprometidos e implementar o próximo ciclo de crescimento, a Companhia precisará de muitos novos colaboradores e, ainda mais importante, de um número significativo de novos líderes para preencher cargos de gerência intermediária, além de um mapeamento atualizado de sucessores. Enquanto os diretores da Companhia estão engajados no planejamento e execução da estratégia e na solução de problemas mais abrangentes, o trabalho de verdade acontece no nível essencial das lideranças intermediárias. Guiados pela orientação estratégica, esses colaboradores tomam várias decisões diárias que juntas respondem pelo desempenho da Companhia. ***É este o foco de recursos humanos: atrair, selecionar, contratar, treinar e desenvolver os colaboradores da gerência intermediária, proporcionar visibilidade de carreira e mantê-los motivados para superar os desafios, sem perder os nossos valores de vista e sem permitir que o tamanho prejudique o nosso processo de tomada de decisão.***

Ao longo de 2022, começamos a executar iniciativas para desenvolver líderes. Inauguramos nossa Academia de Líderes e nos preparamos para lançar o MBA corporativo da Eneva com o intuito de nivelar o conhecimento entre líderes de áreas com formações diversas, além de manter e fortalecer a ligação entre as nossas várias competências.

Começamos uma iniciativa de longo prazo para o planejamento dinâmico da força de trabalho, que deve ser revisada continuamente para permanecer alinhada com a nossa estratégia, iniciativas de crescimento e orçamento, assim como identificar as áreas em que a evolução da Companhia pode ser prejudicada pela falta dos perfis certos de liderança. Da mesma forma, nosso planejamento sucessório também precisa ser revisado regularmente para garantir a identificação de substitutos para cargos importantes e assegurar a continuidade dos negócios.

Em uma empresa cujo sucesso é creditado às suas competências profissionais, é essencial reconhecer a evolução da carreira da nossa comunidade técnica. Técnicos de renome podem se tornar alvos de recrutamento da concorrência caso não sejam adequadamente motivados e incentivados. Para melhorar a retenção desse grupo, estamos nos preparando para implementar, em 2023, nossa trajetória de carreira técnica, também conhecida como “carreira em Y”, por meio da qual colaboradores técnicos de grande valor conseguirão se alçar a patamares mais altos, passando a ser referências técnicas na Companhia, sem a necessidade de se tornarem gestores.

Considerando nosso plano de crescimento agressivo e a execução dos projetos de CAPEX, somados aos desafios de recursos humanos que acabamos de abordar, a decisão de apontar um Diretor de RH dedicado, que se reporta ao

Diretor-Presidente, é uma necessidade do negócio que não podia mais ser adiada. Nosso novo Diretor é uma pessoa com experiência em operações e em recursos humanos, que desenhou e implementou com sucesso em outras oportunidades os processos de que precisamos para desenvolver nossos líderes e formar nossa força de trabalho.

O conhecido e o desconhecido: como enfrentamos e avançamos em nossa estratégia de longo prazo

No Eneva Day de 2022 e em nossa última carta aos acionistas, anunciamos nosso plano estratégico de longo prazo, denominado “Eneva 2030”. Naquele momento, definimos seis desafios estratégicos principais. Como parte do plano, tínhamos um *pipeline* de projetos e iniciativas de crescimento a realizar ao longo dos próximos anos, incluindo: (i) adquirir usinas térmicas a gás; (ii) implementar um hub de gás no litoral do Brasil; (iii) vencer leilões de capacidade; (iv) desenvolver um complexo termelétrico de 1GW na bacia do Amazonas; (v) implementar projetos renováveis e iniciar a comercialização do nosso gás por meio de atividades SSLNG; e (vi) aumentar nossas reservas — mas não na velocidade e com o sucesso excepcional que obtivemos em 2022.

O que não imaginamos foi que tudo isso poderia acontecer em um único ano: 2022. Cada oportunidade parecia única, apresentando bons retornos, confiança na execução, avenidas para a captura de *upsides*, oportunidades para desenvolver novos negócios e sinergias que complementavam nossos ativos.

No entanto, o crescimento acelerado trouxe um aumento na alavancagem da Companhia. A dívida líquida/EBITDA passou de 2,8x no fim de 2021 para 4,8x em dezembro de 2022, ao mesmo tempo em que a taxa de juros subiu no país. Apesar desse movimento, temos uma dívida de qualidade, sem vencimentos no curto prazo; com baixo custo em sua grande maioria, e assim como a nossa receita, indexada à inflação. Além disso, nossa dívida conta com flexibilidade para pré-pagamentos, caso faça sentido atuar na gestão dos passivos.

Considerando o crescimento em 2022, nós nos tornamos uma companhia com um fluxo de caixa mais estável, previsível, mais alongado e menos dependente do despacho.

Em 2021, por exemplo, a Eneva registrou uma receita fixa bruta de R\$ 2,2 bilhões. Para 2023, prevemos uma receita fixa bruta próxima de R\$ 7,3 bilhões, e vale enfatizar: sem o despacho. Em 2027, considerando a operação comercial dos projetos Azulão 950 MW e Parnaíba V e VI, a receita fixa bruta da Eneva deverá ultrapassar R\$ 10 bilhões.

Mesmo considerando a previsão de CAPEX para os próximos anos e o recente aumento nas taxas de juros, nossa forte geração de caixa nos levará a uma trajetória de desalavancagem que poderá ser encurtada dependendo do cenário hidrológico do país, da energia exportada para países vizinhos ou gerada para substituir usinas térmicas menos eficientes no Brasil, e das vantagens discutidas nas seções anteriores.

Dito isso, reitero que não houve nenhuma mudança na estratégia que anunciamos no ano passado, muito pelo contrário: alguns dos projetos que antes não eram conhecidos, atualmente possuem nome e data para começar a gerar resultados. As avenidas de crescimento agora estão mais claras e contam com um plano bem definido a ser seguido e executado.

Estamos avançando rumo a 2030, com a convicção de que vamos superar o que prometemos, como sempre fizemos nesta Companhia.

Transição energética e descarbonização: uma oportunidade para a Eneva

Cada vez mais, somos abordados para expor nossa visão sobre as implicações da transição energética em nossas operações e modelos de negócios, além de explicar como podemos reduzir a emissão de gases de efeito estufa de nossas operações. ***O desafio que se coloca diante de todos nós é o seguinte: como fornecer energia acessível, confiável e sustentável?*** Aqui na Eneva, acreditamos que a mudança climática não pode ser resolvida sem grandes avanços tecnológicos e que, além disso, esses avanços são fundamentais para garantir o enfrentamento das mudanças climáticas sem comprometer a segurança energética e o crescimento econômico.

Grandes oportunidades de mercado podem surgir na corrida pela liderança dos novos mercados de energia. Contudo, remanejar a utilização de capital em prol de tecnologias de baixo carbono e negócios relacionados não exige apenas oportunidades de investimento atraentes, mas também competências específicas dentro das

empresas. Estamos confiantes de que, ao combinar nossos próprios recursos e conhecimentos com algumas competências adjacentes que precisam ser desenvolvidas, estaremos aptos a reduzir nossa pegada de carbono e criar cadeias de valor para lidar com as emissões de alguns dos setores de difícil abatimento, resultando no desenvolvimento de novas linhas de negócios que hoje ainda não existem.

Nosso plano de descarbonização depende do desenvolvimento em grande escala da captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês), da geração térmica de baixas emissões e do hidrogênio de baixo carbono. No setor de energia, mais especificamente na geração a gás, existem três caminhos possíveis para reduzir de forma significativa a pegada de carbono.

- (1) Pré-combustão, usando combustíveis carbono-neutro, como o hidrogênio. É possível configurar as turbinas a gás para funcionarem com diferentes proporções de hidrogênio. O gás natural que produzimos pode ser usado na produção de hidrogênio ao mesmo tempo que gera emissões de CO₂ próximas a zero, seja na combinação com a captura de carbono (H₂ azul), seja por meio de um processo térmico denominado pirólise (H₂ turquesa). Na verdade, o hidrogênio azul (ou turquesa) deve ter um papel central na escalada dos volumes de hidrogênio no curto prazo e no desenvolvimento comercial da infraestrutura associada.
- (2) Pós-combustão, integrando tecnologias de CCS aos nossos ciclos de geração. O *retrofit* de CCS oferece uma solução para as emissões das usinas de geração de energia a gás existentes (e planejadas). Os ativos de geração de gás são uma grande fonte de flexibilidade para o sistema e, quando equipados com tecnologias de CCS, desempenham um papel importante no fornecimento de eletricidade segura e de baixo carbono.
- (3) Oxi-combustão, uma tecnologia que utiliza O₂ puro, extraído do ar, na reação com metano (gás natural), produzindo energia, CO₂ puro e H₂O. Parte desse CO₂ é reciclada no processo e o restante fica pronto para ser armazenado, sem qualquer processo de separação, simplificando o processo de CCS e gerando energia térmica de baixa emissão (próxima a zero). Recentemente, assinamos um contrato de estudo de viabilidade e transferência de tecnologia com a Net Power, uma companhia norte-americana que está desenvolvendo essa tecnologia e que já construiu a primeira usina-piloto.

É necessário que o setor faça parcerias com governos e outros *stakeholders* para criar modelos de negócios viáveis e investimentos em grande escala que acelerem a implementação. Na verdade, o reconhecimento cada vez maior do papel das tecnologias de baixo carbono para o atingimento das metas de carbono zero está se traduzindo em um aumento do apoio às políticas em todo o mundo. Com base em nossos próprios conhecimentos, entendemos que há um grande potencial de armazenamento de CO₂ nas bacias onde a Eneva atua. Os fundamentos existem e os incentivos estão sendo criados e, portanto, queremos estar preparados para as principais oportunidades à frente.

O mercado global de CCS superou a marca de US\$ 2 bilhões em 2021, e há uma expectativa de que ele cresça para aproximadamente US\$ 7 bilhões em 2030. As economias desenvolvidas, em especial os EUA, com o *Inflation Reduction Act*, IRA, estão concedendo enormes incentivos fiscais, que contribuirão para acelerar ainda mais o ritmo de desenvolvimento de CCS. A Eneva detém um conjunto de competências que proporcionam vantagens significativas para a entrada nesse mercado, incluindo nosso *know-how* geológico para oferecer armazenamento permanente de CO₂ e nosso conhecimento de engenharia na área de geração de energia. ***Nossas equipes de geologia, de engenharia, regulatória e de estratégia corporativa vêm trabalhando em conjunto nos últimos meses para traçar um plano. Há muito trabalho pela frente, mas me atrevo a dizer que demos o pontapé inicial em nossos planos para a Eneva além de 2030.***

Crescimento contínuo: consolidação de mercado e novas oportunidades de negócios

As amplas competências da Eneva compõem uma plataforma de energia única no mercado brasileiro e qualificam a Companhia para capturar uma série de oportunidades de crescimento. Graças ao nosso histórico de sucesso e capacidade de encontrar soluções para o desenvolvimento de projetos complexos, nossas unidades de Novos Negócios e M&A têm trabalhado intensamente na avaliação de uma vasta lista de oportunidades orgânicas e inorgânicas que nos são apresentadas com frequência.

A maior parte do nosso crescimento orgânico vem do nosso sucesso nas campanhas exploratórias ou ocorreu após a aquisição de campos de O&G, o que permite à Companhia explorar seu modelo R2W e/ou vender contratos de

energia e gás no mercado livre. Na frente de crescimento inorgânico, nosso foco tem sido o acesso a novos volumes de O&G (por meio da produção doméstica ou da importação de GNL) e a aquisição de capacidade adicional de geração de energia, mas somente quando visualizamos *upsides* que podem ser capturados em nossa própria plataforma, para proporcionar retornos sobre o capital em linha com o que temos alcançado com nossos projetos *greenfield* de R2W. Algumas dessas oportunidades estão categorizadas de acordo com nossos objetivos estratégicos e são discutidas brevemente a seguir.

Expandir o ciclo de vida dos ativos atuais e replicar o R2W para outras geografias: O recente aumento em nossas reservas na bacia do Parnaíba já habilita a Companhia a participar do leilão de reserva de capacidade de 2023, que está previsto para o quarto trimestre, a fim de recontratar as usinas de Parnaíba I e Parnaíba III. A planta de liquefação que está em construção ainda tem capacidade excedente não contratada e há diversas oportunidades para a contratação do total de 600 mil m³/dia. Como enxergamos oportunidades consideráveis para expandir esse negócio, vamos continuar aproveitando nossa competência em E&P para aumentar ainda mais nossos volumes de reservas.

Maximizar reservas e desenvolver soluções integradas na região Norte: Acabamos de iniciar a campanha de perfuração de 2023-2024 na bacia do Amazonas, que inclui poços de desenvolvimento e avaliação em Azulão, além de poços de avaliação no PAD Anebá. O objetivo é verificar o potencial máximo de produção do campo e determinar a existência de reservas superiores aos volumes atuais de 2P para credenciar um dos nossos projetos a participar do leilão de reserva de capacidade no quarto trimestre. Com a publicação de regulamentos novos e aprimorados para a substituição do diesel por combustíveis de custo menor e mais limpos nos sistemas isolados da região Norte, surgiram mais oportunidades de ampliar a capacidade de liquefação de Azulão para fornecer nossas soluções SSLNG a alguns desses locais. Também estamos avançando em nossa estratégia para monetizar os recursos da Área de Juruá, nos estudos técnicos para a elaboração da solução logística para transportar GNL e na geração de demanda de gás natural, com a conversão do setor de transporte de carga pesada (fluvial e terrestre) do diesel para o GNL.

Desenvolver Infraestrutura de Hub(s) de Gás: O terminal de GNL e o complexo da CELSE passarão a constituir o Hub Sergipe. A conexão do terminal de GNL com a rede de gasodutos de transporte já está em construção e deve entrar em operação em abril de 2024, abrindo caminho para vender gás natural a partir da capacidade ociosa do FSRU para clientes conectados à rede de gasodutos.

Para melhorar ainda mais o acesso do Hub de Sergipe a gás natural competitivo, estamos buscando adquirir uma participação minoritária nas descobertas de O&G *offshore* que estão localizadas em frente ao complexo. O Hub Sergipe, com as usinas, os projetos *greenfield* de geração de energia térmica e a conexão ao gasoduto de transporte, também se apresenta para ser o *off-taker* da produção de gás dos campos *offshore*. Em um horizonte mais longo, vamos continuar a desenvolver o conceito de hubs de gás em São Luís e em Macaé, onde foram identificadas oportunidades relacionadas a usinas térmicas e aplicações industriais. Nos dois locais, os planos de engenharia e as estimativas de CAPEX estão em estágio avançado, enquanto a nossa equipe comercial está trabalhando para garantir as oportunidades certas para que a Companhia possa tomar a decisão de investimento.

Comercializar recursos de energia e desenvolver novos modelos de negócios: A unidade de comercialização da Eneva mudou de patamar após a aquisição da Focus e vem ampliando suas competências, indo além do *trading* direcional de energia. Ao combinar inteligência de mercado com o portfólio cada vez maior de geração de energia, a comercializadora tem utilizado um modelo de *asset back trading*. Isso permite à Companhia maximizar valor aproveitando arbitragens que, em outras circunstâncias, não estariam disponíveis. A comercialização de energia a partir do nosso portfólio renovável também foi aprimorada por meio de PPAs de “autoprodução” com clientes que se beneficiam de incentivos vinculados à produção de sua própria energia renovável. Além disso, nossa comercializadora está envolvida na venda do gás natural (GNL), condensado e óleo leve produzidos em nossos ativos. Essas competências de *trading* tão abrangentes vão abrir novas oportunidades e vão melhorar as margens de comercialização dos recursos naturais e energia produzidos pela Companhia.

Uma segmentação ainda maior do relacionamento com a base de clientes, de acordo com seu potencial de valor agregado e com foco em uma abordagem centrada no cliente, aumentará nossa capacidade de desenvolver produtos de energia personalizados. A estrutura comercial que concebemos será especialmente relevante na

abertura do mercado de energia, pois estaremos preparados para capturar oportunidades de fornecimento a uma grande variedade de consumidores de menor porte.

No futuro, nosso portfólio de produtos diversificado combinará soluções exclusivas de fornecimento a nossos clientes. Essa flexibilidade maximizará valor não apenas na comercializadora, mas também na negociação dos nossos próprios recursos de geração de energia e gás natural.

Desenvolver um portfólio de energia renovável e promover tecnologias de baixo carbono: Após o início da guerra na Europa, a segurança energética passou a fazer parte da equação da descarbonização, desacelerando a expansão das energias renováveis. No entanto, mesmo que em um ritmo mais lento, a transição energética é inexorável, e o movimento global rumo a uma matriz energética mais limpa vai continuar. Dessa forma, em uma perspectiva de mais longo prazo, as empresas que tenham boa parte de seus negócios concentrada no ramo de geração de energia devem estar envolvidas na transição caso não queiram perder as novas oportunidades em cadeias de valor que estão por ser descobertas. Contudo, a escalada do CAPEX para novos projetos de energia renovável e os preços baixos de energia no Brasil reduzem a atratividade dos projetos *greenfield* de energia renovável, principalmente quando comparados ao portfólio de novos negócios da Eneva. No entanto, pode ser que o atual contexto do mercado de energia mude, e precisamos estar preparados para capturar oportunidades no mercado livre. Assim, avançamos em duas frentes:

- a. Adquirimos a usina solar Futura I, concluímos o projeto e substituímos os respectivos contratos de energia por PPAs de “autoprodução”, com maior retorno, reduzindo o risco e maximizando o valor do ativo. Essa foi uma oportunidade extraordinária para a Companhia desenvolver novas competências na construção e operação de projetos solares. Além disso, a Companhia tem um amplo portfólio de projetos renováveis e, no ano passado, trabalhamos para aumentar a maturidade desses projetos. No entanto, não desenvolveremos no curto prazo outros projetos renováveis *greenfield* que estão no pipeline, a menos que as condições de CAPEX e preço de energia voltem a ficar favoráveis. Ao contrário, nosso objetivo é viabilizar o *pipeline*, combiná-lo com a usina solar Futura I e buscar parceiros dispostos a investir neste veículo.
- b. Anunciamos o investimento de R\$ 500 milhões em tecnologias de descarbonização até 2030 como um dos nossos compromissos ESG. Não temos a intenção de desenvolver tecnologias específicas do zero. Em vez disso, queremos identificar tecnologias em estágios maduros de desenvolvimento que estejam prontas para a realização de um piloto em pequena escala. A partir dos pilotos, pretendemos adquirir *know-how*, determinar a viabilidade econômica, dominar o conhecimento, sermos os primeiros a adotar essas tecnologias e aumentar a escala. O objetivo é reduzir nossa própria pegada de carbono e ser pioneiros em novas cadeias de valor que certamente surgirão a partir dos desenvolvimentos tecnológicos. Durante o Eneva Day 2023, apresentamos a primeira versão do portfólio de novas tecnologias que estamos avaliando e a forma como planejamos financiar e empregar os recursos. Como é comum acontecer com a tecnologia, o portfólio é dinâmico e será revisado periodicamente para incluir novas oportunidades e/ou descartar as iniciativas que não se mostrarem práticas ou economicamente viáveis.

Considerações Finais

Ao ler esta carta, talvez você tenha percebido que, nos últimos meses de 2021 e ao longo de 2022, a Eneva fez uma transição do fim do nosso primeiro ciclo de crescimento para o início de um segundo e mais arrojado ciclo de crescimento. Avançamos em todos os pilares estratégicos que definimos, entregamos projetos emblemáticos que, lá em 2018, pareciam ser um desafio imenso para a companhia que éramos naquele momento de nossa história. Ao longo da jornada, ficamos mais fortes, mais capacitados, mais resilientes e mais experientes. Enquanto iniciávamos a operação comercial desses projetos, demonstrando um histórico de execução extraordinário, assinávamos novos contratos, vencíamos leilões de energia e adquiríamos ativos de alta qualidade para complementar nosso portfólio. Em 2022, lançamos as bases do nosso segundo ciclo de crescimento, com desafios maiores, mas também com uma companhia que está mais capacitada em termos técnicos, financeiros e comerciais. ***Ao longo do primeiro ciclo de crescimento (2017–2021), o valor da Companhia aumentou 334% e agora, com projetos maiores e melhores, com muito mais avenidas para capturar upsides e com uma organização muito mais preparada, tenho certeza de que vamos entregar retornos ainda melhores neste novo ciclo.***

O novo ciclo de crescimento apresenta três desafios principais de curto prazo, que foram discutidos nesta carta: iniciar e avançar na construção dos projetos *greenfield*, capturar os *upsides* identificados nos ativos que adquirimos e ajustar o balanço, trazendo a alavancagem de volta para os níveis registrados no fim de 2021. Para superar esses desafios, definimos ações táticas de curto prazo em todos os seis pilares estratégicos. Para aumentar o foco, promovemos ajustes na organização e lançamos programas para formar novos líderes e desenvolver competências.

Talvez você tenha percebido que fiz questão de repetir a palavra “competências” várias vezes nesta carta. A razão disso é que nossa maior vantagem competitiva reside em nosso vasto conjunto de competências ao longo das cadeias de valor de geração de energia termoelétrica e de produção de gás, e na maneira como conectamos essas disciplinas para interagir, desenvolver soluções e gerar valor. Estamos criando uma plataforma com o “*right to win*” em diversas oportunidades no mercado de energia brasileiro. Seremos uma organização que terá sucesso sejam quais forem as condições externas, que se adapta facilmente a cenários políticos e econômicos diversos, que desenvolve novos modelos de negócios e que cria diferentes maneiras de monetizar seus recursos. ***Estamos construindo uma organização ágil e alinhada ao seu propósito, que está cumprindo sua missão de proporcionar retorno, segurança energética, inclusão e sustentabilidade.***

As reservas de gás da Eneva não estão conectadas a nenhum gasoduto de transporte. No entanto, o modelo R2W conecta nossas reservas às linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil e a alguns países vizinhos, gerando oportunidades para exportar energia e substituir outras usinas térmicas que tenham custos variáveis mais elevados. Além disso, nosso negócio de SSLNG vai alcançar partes do país que não estão conectadas aos gasodutos de transporte, oferecendo soluções de energia mais limpas e competitivas. As competências da nossa comercializadora estão se expandindo, com uma maior variedade de produtos, como a exportação de energia e a entrada no negócio de comercialização de gás e hidrocarbonetos. Nosso conceito de *hub* de gás está sendo construído e ampliará ainda mais nosso portfólio de usinas e acesso a fontes de gás natural, alavancando os ativos e a excelência comercial da Eneva. Nossas competências de exploração e subsuperfície estão mais fortes do que nunca, apresentando resultados consistentes ano após ano. A engenharia e construção têm histórico de sucesso comprovado, com a realização de grandes projetos, e agora assumem novos desafios, como o Azulão 950 MW. Os ativos recém-adquiridos e os contratos novos assinados ao longo de 2022 aumentarão a participação de receita fixa (e EBITDA fixo) na comparação com a receita variável (despacho).

Essas conquistas nos posicionam como *proxy* de um título com renda fixa, segura, previsível e ajustada pela inflação, que oferece um bom retorno ao investimento, mas com uma grande vantagem: diversas possibilidades que podem render grandes *upsides*. Nossa cultura de pioneirismo em soluções de energia e entrega daquilo que prometemos permanece firme, e garante a vocês que a equipe está alinhada e motivada para encarar desafios ainda maiores.

Os *stakeholders* que se baseiam apenas no despacho das usinas térmicas para estimar a receita e o valor da Eneva estão olhando através de uma janela estreita e voltada para o passado, deixando de enxergar nossa comprovada capacidade de execução, a forte geração de caixa que asseguramos para o futuro e todas as possibilidades que estamos criando. Convido todos a olharem para a nossa companhia através de uma janela muito mais ampla, voltada para o futuro. Essa janela mostra nossa evolução emblemática em 2022 e como estamos estruturando uma companhia dinâmica, capacitada para desenvolver soluções para diversas demandas de energia e com o “*right to win*” para conquistar diversas oportunidades à frente.

Agradeço todos os nossos *stakeholders* que nos acompanham nesta jornada e mantêm um compromisso de longo prazo com a Companhia. ***Com uma equipe que demonstrou um histórico impressionante nos últimos anos, com valores sólidos e uma obsessão pela disciplina na alocação de capital, assumindo riscos de forma responsável, tenho certeza de que vamos surpreender vocês de forma positiva e continuar gerando valor com projetos que, na maioria dos casos, só poderiam ser materializados pela Eneva.***

Desempenho Operacional

| Dados operacionais | | 4T22 | 3T22 | 2T22 | 1T22 | 4T21 | 12M22 | 12M21 |
|--|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Geração Térmica a Gás no Parnaíba | | | | | | | | |
| Parnaíba I | Disponibilidade (%) | 100% | 100% | 99% | 99% | 97% | 99% | 95% |
| | Despacho (%) | 36% | 29% | 21% | 0% | 75% | 22% | 73% |
| | Geração Líquida (GWh) | 579 | 268 | 302 | 0 | 1.040 | 1149 | 4021 |
| | Geração Bruta (GWh) | 610 | 282 | 316 | 0 | 1.076 | 1208 | 4165 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 77,1% | 0,0% | 77,1% |
| | Geração para ACL (%) | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 0,0% | 22,9% | 100,0% | 22,9% |
| Parnaíba II | Disponibilidade (%) | 100% | 97% | 88% | 95% | 93% | 95% | 73% |
| | Despacho (%) | 69% | 93% | 32% | 0% | 81% | 49% | 85% |
| | Geração Líquida (GWh) | 744 | 993 | 316 | 0 | 816 | 2054 | 2791 |
| | Geração Bruta (GWh) | 788 | 1.047 | 353 | 0 | 866 | 2188 | 2944 |
| | Geração para ACR (%) | 89,0% | 99,0% | 97,7% | 0,0% | 83,1% | 95,2% | 94,5% |
| | Geração para ACL (%) | 11,0% | 1,0% | 2,3% | 0,0% | 16,9% | 4,8% | 5,5% |
| Parnaíba III | Disponibilidade (%) | 99% | 100% | 99% | 98% | 97% | 99% | 97% |
| | Despacho (%) | 0% | 67% | 32% | 0% | 75% | 25% | 68% |
| | Geração Líquida (GWh) | 0 | 252 | 120 | 1 | 276 | 373 | 1000 |
| | Geração Bruta (GWh) | 0 | 263 | 125 | 1 | 285 | 389 | 1035 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 76,5% | 0,0% | 80,6% |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 23,5% | 100,0% | 19,4% |
| Parnaíba IV | Disponibilidade (%) | 99% | 99% | 79% | 100% | 95% | 94% | 82% |
| | Despacho (%) | 8% | 61% | 20% | 0% | 78% | 22% | 69% |
| | Geração Líquida (GWh) | 9 | 71 | 24 | 0 | 87 | 104 | 302 |
| | Geração Bruta (GWh) | 10 | 75 | 25 | 0 | 91 | 110 | 316 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| | Geração para ACL (%) | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 0,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Parnaíba V | Disponibilidade (%) | 95% | - | - | - | - | 95% | - |
| | Despacho (%) | 58% | - | - | - | - | 58% | - |
| | Geração Líquida (GWh) | 239 | - | - | - | - | 239 | - |
| | Geração Bruta (GWh) | 252 | - | - | - | - | 252 | - |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | - | - | - | - | 0,0% | - |
| | Geração para ACL (%) | 100,0% | - | - | - | - | 100,0% | - |

Fonte: ONS, CCEE, Certificação de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

1 - A UTE Parnaíba V obteve autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para iniciar operação comercial da sua unidade geradora em novembro de 2022. Os dados operacionais do 4T22 referentes à usina na tabela acima se referem à disponibilidade, despacho e geração apenas após o início de sua operação comercial.

Desempenho Operacional (continuação)

| Dados operacionais | | 4T22 | 3T22 | 2T22 | 1T22 | 4T21 | 12M22 | 12M21 |
|---|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Geração Térmica a Gás em Roraima | | | | | | | | |
| Jaguaritica II | Disponibilidade (%) | 59% | 53% | 46% | 24% | - | 46% | - |
| | Despacho (%) | 53% | 47% | 37% | 19% | - | 39% | - |
| | Geração Líquida (GWh) | 139 | 121 | 98 | 31 | - | 390 | - |
| | Geração Bruta (GWh) | 147 | 128 | 103 | 32 | - | 410 | - |
| | Geração para ACR (%) | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | - | 100,0% | - |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | - | 0,0% | - |
| Geração a Gás - Combustível de Terceiros | | | | | | | | |
| Porto de Sergipe | Disponibilidade (%) | 96% | 79% | 84% | 95% | 72% | 88% | 57% |
| | Despacho (%) | 0% | 0% | 0% | 26% | 100% | 6% | 50% |
| | Geração Líquida (GWh) | 0 | 2 | 0 | 785 | 2.395 | 787 | 4523 |
| | Geração Bruta (GWh) | 0 | 2 | 0 | 805 | 2.452 | 806 | 4631 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 100,0% | 0% | 100% | 100% | 100,0% | 100,0% |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Fortaleza | Disponibilidade (%) | 100% | 100% | 100% | 100% | 25% | 100% | 45% |
| | Despacho (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 6% | 0% | 15% |
| | Geração Líquida (GWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 412 |
| | Geração Bruta (GWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 419 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 100,0% | 0,0% | 100,0% |
| Geração Térmica a Carvão | | | | | | | | |
| Itaqui | Disponibilidade (%) | 100% | 100% | 94% | 100% | 95% | 98% | 71% |
| | Despacho (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 73% | 0% | 62% |
| | Geração Líquida (GWh) | 0 | 0 | 3 | 0 | 494 | 3 | 1573 |
| | Geração Bruta (GWh) | 0 | 0 | 3 | 0 | 548 | 3 | 1768 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 99,7% | 0,0% | 99,6% |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 0,0% | 100,0% | 0,0% | 0,3% | 100,0% | 0,4% |
| Pecém II | Disponibilidade (%) | 100% | 74% | 100% | 99% | 100% | 93% | 98% |
| | Despacho (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 71% | 0% | 66% |
| | Geração Líquida (GWh) | 0 | 3 | 3 | 0 | 505 | 5 | 1826 |
| | Geração Bruta (GWh) | 0 | 3 | 3 | 0 | 564 | 6 | 2046 |
| | Geração para ACR (%) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 100,0% | 0,0% | 100,0% |
| | Geração para ACL (%) | 0,0% | 100,0% | 100,0% | 0,0% | 0,0% | 100,0% | 0,0% |
| Upstream | | | | | | | | |
| Parnaíba | Despacho UTG (%) | 43% | 51% | 26% | 0% | 75% | 30% | 69% |
| | Produção (Bi m ³) | 0,33 | 0,39 | 0,20 | 0,00 | 0,58 | 0,92 | 2,12 |
| | Reservas remanescentes (Bi m ³) | 33,1 | 28,9 | 29,3 | 29,5 | 29,5 | 33,1 | 29,5 |
| Amazonas | Produção (Bi m ³) | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | | 0,15 | - |
| | Reservas remanescentes (Bi m ³) | 14,5 | 14,7 | 14,8 | 7,1 | 7,1 | 14,5 | 7,1 |

Fonte: ONS, CCEE, Certificação de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

1 - A UTE Jaguaritica II iniciou operação comercial de forma faseada, sendo que a primeira turbina a gás entrou em operação comercial em 15 de fevereiro de 2022, a segunda turbina a gás em 11 de março de 2022 e a turbina a vapor em 24 de maio de 2022.

2 - As UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados os dados das usinas de despacho e geração médios do 4T21 e demais trimestres que antecederam a conclusão dos processos de aquisição.

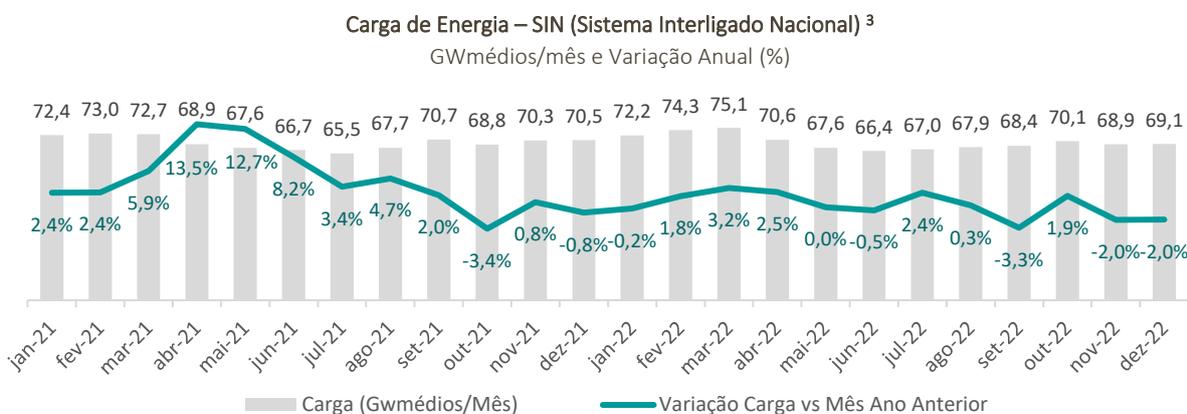
Contexto Setorial

- **Baixa necessidade de despacho termelétrico se mantém no 4T22 em função da redução da carga e da manutenção dos níveis elevados de armazenamento dos reservatórios**

A carga média de energia elétrica do Sistema Integrado Nacional (“SIN”) totalizou 69,4GWm no 4T22, redução de 0,7% quando comparado aos 69,9GWm registrados no 4T21 e aumento de 2,4% versus os 67,8GWm do 3T22.

O aumento da carga no início do 4T22 refletiu a reversão do padrão climatológico mais úmido observado em setembro de 2022 e em outubro de 2021, com a concentração de frentes frias apenas na região Sul em outubro de 2022, bem como a ocorrência de temperaturas acima das médias históricas no país, com destaque para as capitais da região Sudeste e em grande parte das regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste.¹

A partir de novembro de 2022, foram observados maiores volumes de precipitações e temperaturas mais baixas do que as médias para o período na maior parte do país comparados aos registros dos mesmos meses de 2021. O impacto do clima mais ameno, em conjunto com a desaceleração da atividade econômica esperada no período, conforme apontado pela redução dos principais índices de confiança da economia brasileira e do Índice de Gerente de Compras (PMI), que acompanha os volumes de produção da indústria e o ritmo dos serviços, contribuíram para a redução da carga total nos últimos dois meses do 4T22.²

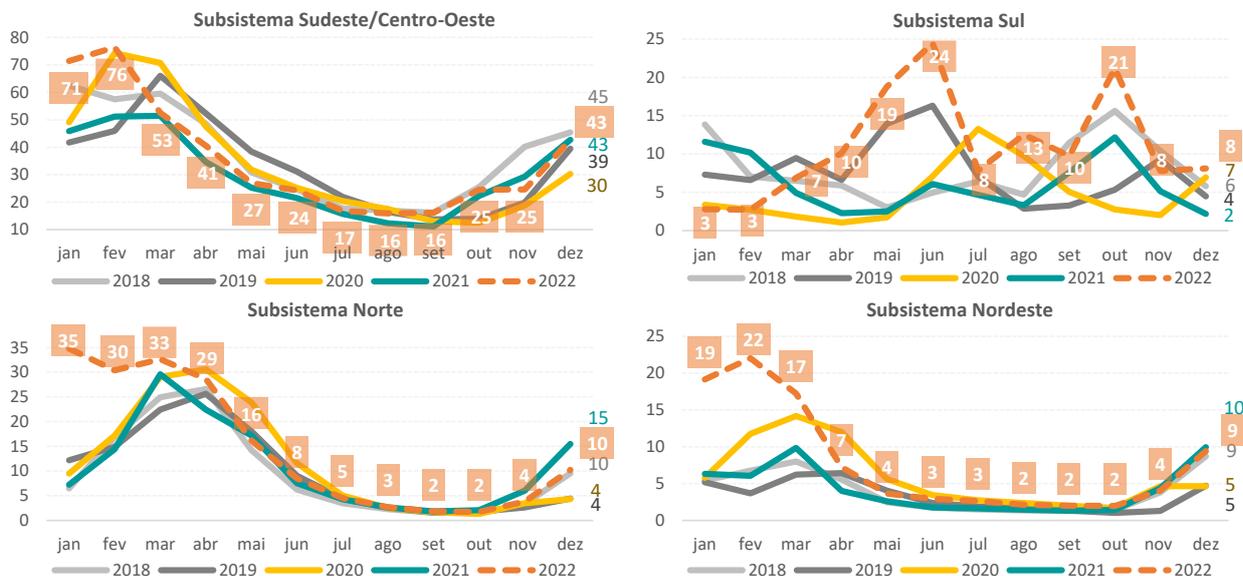


No 4T22, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte e Nordeste registraram volumes de chuvas no quartil superior das médias históricas. No subsistema Sul, foram observados volumes de Energia Natural Afluyente (ENA) atípicos, em decorrência da maior ocorrência de frentes frias no período, resultando no maior volume médio de ENA para um quarto trimestre desde 2015.

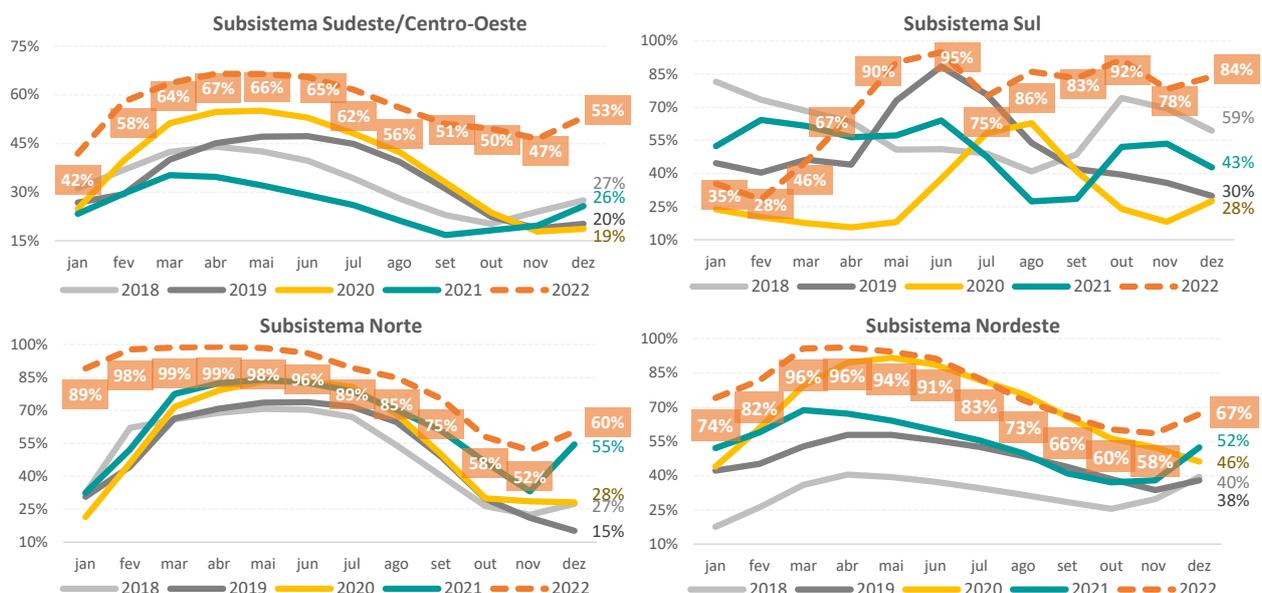
¹ Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Boletim InfoMercado 184 (Outubro/2022). Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> - Acesso em 22/02/2023.

² Fontes: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Boletins InfoMercado 185 (Novembro/2022) e 186 (Dezembro/2022), disponíveis em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> & Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Boletins de Carga Mensal – Novembro/2022 e Dezembro/2022, disponíveis em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> - Acesso em 22/02/2023.

³ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 12/02/2023.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)⁴


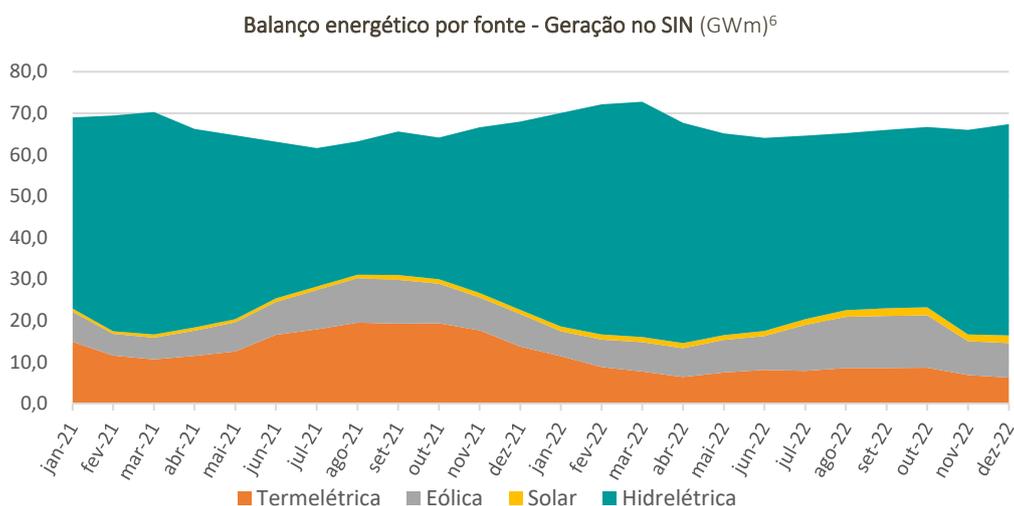
Como reflexo dos altos valores de ENA registrados no início de 2022, da redução da carga e da utilização do excedente de energia gerada dos subsistemas Sul e do Nordeste para manutenção dos volumes dos reservatórios do SE/CO, os níveis de armazenamento dos reservatórios em todos os subsistemas apresentaram crescimento significativo no 4T22 e encerraram 2022 acima das médias históricas. Os volumes médios de Energia Armazenada (EARM) do subsistema Norte foram os maiores para um final de ano desde o início da série histórica, em dezembro de 2000; no Nordeste foi registrado o maior volume de EARM para um encerramento de ano desde dezembro de 2005 e, nos subsistemas SE/CO e Sul, a estatística foi a maior desde o final de 2011 e de 2015, respectivamente.

 EARM (%) Histórica⁵


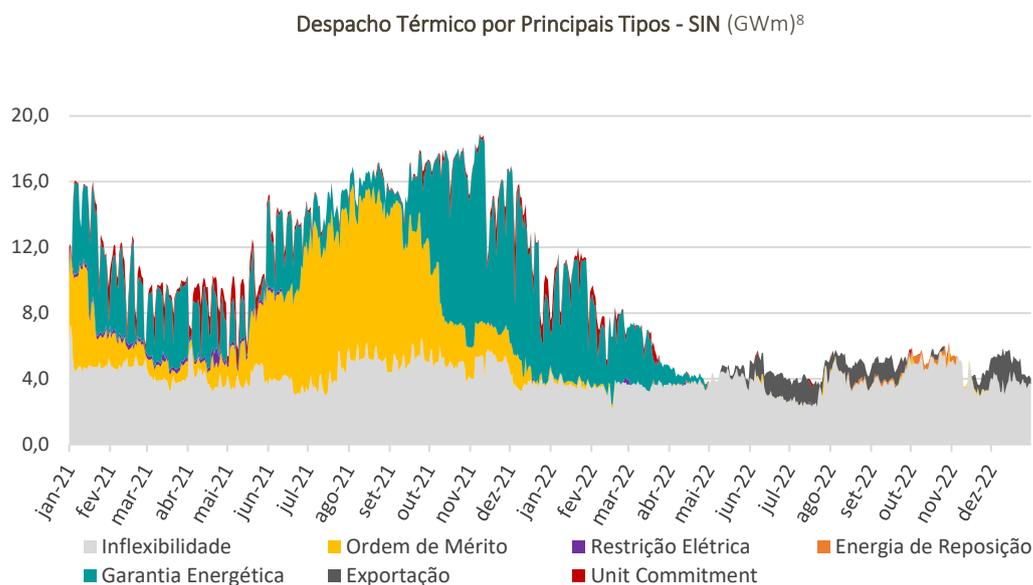
⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 12/02/2023.

⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em 12/02/2023.

Como resultado do panorama climático favorável que manteve os volumes dos reservatórios elevados ao longo de 2022, as fontes hidrelétricas foram responsáveis por cerca de 72% da geração de energia no SIN no 4T22, comparado a 60% no mesmo trimestre do ano anterior. Nesse sentido, a necessidade de despacho termelétrico permaneceu baixa ao longo do 4T22 e a participação da geração das fontes termelétricas em relação à geração de energia total do SIN representou 11% no último trimestre 2022, frente aos 26% registrados no 4T21.



O despacho termelétrico por ordem de mérito no SIN foi praticamente nulo no 4T22 e a geração de energia por fontes térmicas foi basicamente por inflexibilidade operativa e para exportação para atendimento à matriz energética da Argentina⁷.

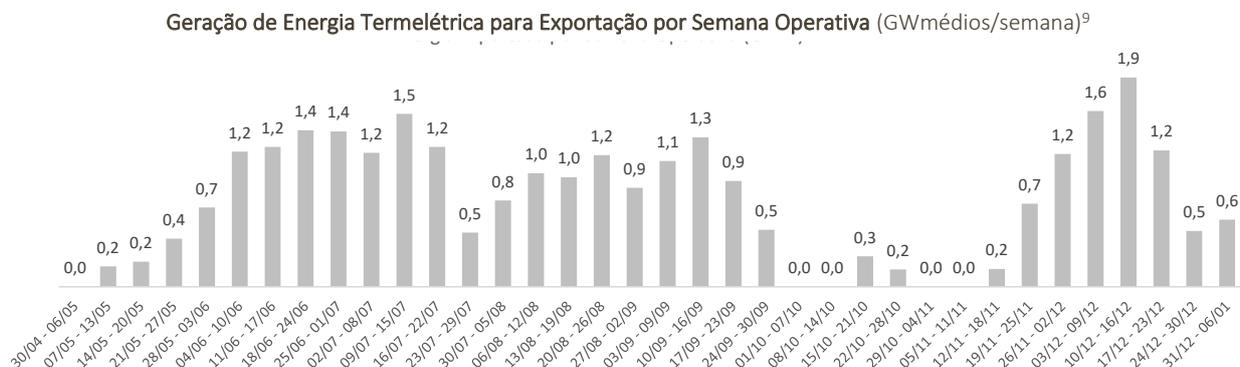


⁶ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 21/02/2023.

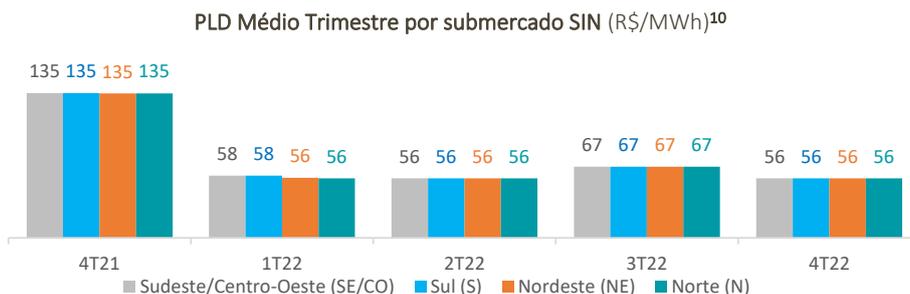
⁷ Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina, em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA.

⁸ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 21/02/2023.

No 4T22, a Argentina voltou a apresentar sinalização de demanda de energia, ainda que em escala reduzida, por 2 semanas em outubro, retomando a demanda de forma crescente a partir da segunda quinzena de novembro até meados de dezembro, quando começou a reduzir quantidade demandada de energia termelétrica novamente.



Como resultado do contexto hidrológico favorável, o PLD médio do 4T22 permaneceu no piso regulatório estrutural de R\$56/MWh em todos os submercados.



Desempenho ENEVA:

Geração

- Adição de cerca de 2,0 GW de capacidade instalada em operação no 4T22 com a conclusão da aquisição da UTE Porto de Sergipe I e com o início da operação comercial da UTE Parnaíba V

Em 03 de outubro de 2022, a Eneva finalizou a aquisição de 100% das ações de emissão da CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. e da CEBARRA – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A.. O principal ativo adquirido por meio da transação foi a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado em operação desde 2020, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizada no estado de Sergipe.

Em 16 de novembro de 2022, a UTE Parnaíba V obteve autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para iniciar operação comercial da sua unidade geradora, uma turbina a vapor com

⁹ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, nos Boletins Semanais da Operação – Produção de Energia - Motivo do Despacho Semanal - em: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/semanal/> - Acesso em 12/02/2023.

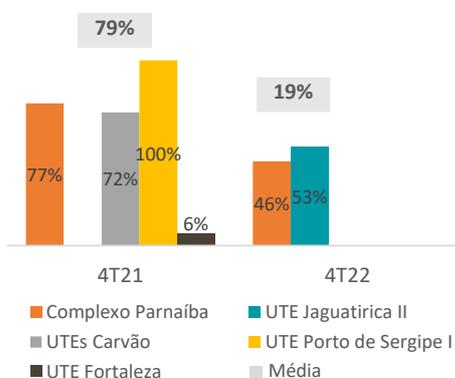
¹⁰ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 12/02/2023.

capacidade instalada de 385,75MW¹¹, após a realização dos comissionamentos desde agosto de 2022. Com o início da operação da UTE Parnaíba V, a Eneva concluiu o fechamento de ciclo simples da UTE Parnaíba I, adicionando capacidade de geração de energia sem a necessidade de consumo adicional de gás.

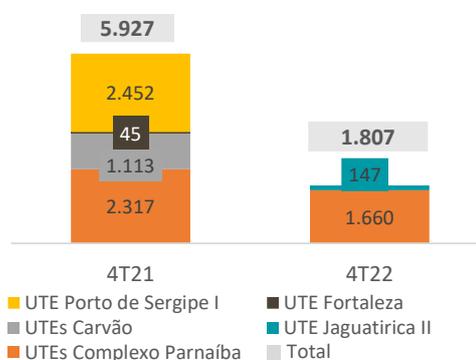
A UTE Parnaíba V poderá comercializar energia no ambiente de contratação livre, incluindo a geração de energia para exportação, até o final de 2023. A partir de janeiro de 2024, a usina já possui contratos regulados envolvendo 326,4 MW médios, no âmbito do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018 da Aneel, pelo prazo de suprimento de 25 anos.

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva

Despacho Médio Ponderado pela Capacidade Instalada (%) ¹²



Geração Total de Energia Bruta (GWh) ¹²



Despacho Regulatório

Ao longo de todo o ano de 2022, o cenário hidrológico permaneceu favorável, contribuindo para a manutenção dos níveis de armazenamento dos reservatórios elevados. Como resultado, o PLD permaneceu em patamares baixos no 4T22 e não houve a necessidade de despacho termelétrico por ordem de mérito no Sistema Integrado Nacional (SIN).

Importante destacar que a UTE Fortaleza também permaneceu desligada no período, tendo cumprido a sua entrega contratual de energia para a distribuidora do estado do Ceará por meio da geração de energia diretamente do fornecedor de combustível, conforme previsto em contrato.

Os despachos regulatórios de usinas da Companhia ficaram concentrados em:

¹¹ A ANEEL publicou autorização para início da operação comercial da UTE Parnaíba V com capacidade de potência limitada em 365,32 MW. A aprovação do início da operação comercial com potência limitada está em linha com o disposto no §4º do art. 7º da REN nº 1.029/2022 e tem como principal objetivo habilitar a comercialização de energia pela UTE Parnaíba V de forma concomitante à realização de ajustes operacionais e pequenas atividades que permitirão ao ativo atingir sua potência máxima.

¹² Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados do 4T21 das UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição.

- (i) UTE Parnaíba II, que despachou em outubro e novembro de 2022, para cumprimento de seu período de inflexibilidade, de acordo com o previsto no contrato regulado, com geração bruta de 717 GWh durante esses dois meses;
- (ii) UTE Jaguatirica II, localizada no sistema isolado de Roraima, que apresentou despacho médio de 53% e geração bruta de 147 GWh no 4T22. A usina registrou 59% de disponibilidade no trimestre, operando em média com metade da sua capacidade de 140MW ao longo do trimestre (70MW correspondentes a apenas uma turbina a gás e meia capacidade da turbina a vapor), de modo a permitir os reparos e substituições de peças após a identificação de problemas nas caixas de redução e nos exaustores das turbinas a gás.

▪ Geração de Energia para Exportação e Comissionamento

No 4T22, a UTE Parnaíba I registrou geração bruta total de 610 GWh no trimestre, sendo cerca de 62% concentrados no início do trimestre para a realização de testes no âmbito do comissionamento da turbina a vapor da UTE Parnaíba V, sendo a geração líquida proporcional a esse valor liquidada a PLD. Os demais 38% foram gerados para atendimento aos contratos bilaterais firmados no período para exportação de energia elétrica para a Argentina.

A UTE Parnaíba V apresentou geração bruta total de 252 GWh no 4T22, tendo exportado o equivalente a 96% desse montante e liquidado os demais 4% do equivalente em geração líquida a PLD, no contexto dos testes realizados. A UTE Parnaíba II, após o fim do seu período de inflexibilidade contratual, em dezembro de 2022, gerou 71 GWh para exportação para a Argentina, representando 9% da sua geração total no período. A UTE Parnaíba IV gerou 10 GWh no 4T22, sendo a totalidade do valor destinado para a exportação de energia.

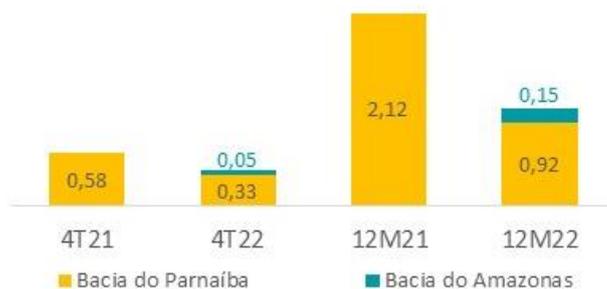


Upstream

▪ Produção de Gás

A produção de gás natural da Companhia totalizou 0,38 bilhão de metros cúbicos (bcm) no 4T22, sendo 0,33 bcm no Complexo Parnaíba e 0,05 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, para suprimento à UTE Jaguatirica II. A redução do volume de gás produzido no trimestre foi reflexo do menor despacho das usinas a gás do Parnaíba no 4T22 frente ao 4T21. No Campo de Azulão, a Eneva registrou um ligeiro incremento no volume de gás produzido no trimestre versus os montantes de 0,04 bcm registrados nos dois trimestres anteriores.

Produção de Gás Acumulada (bcm)



■ Certificação Anual de Reservas e Recursos

Ao final do 4T22, as reservas 2P de gás natural da Eneva totalizaram 47,5 bcm, das quais 33,1 bcm concentravam-se na Bacia do Parnaíba e 14,5 bcm na Bacia do Amazonas (no Campo do Azulão), refletindo as reservas certificadas divulgadas em 01 de fevereiro de 2023 nos relatórios de certificação de reservas referentes a 31 de dezembro de 2022, elaborados pela Gaffney, Cline & Associates (GCA).

Os relatórios de reservas da GCA apontaram uma incorporação total de 12,0 bcm de reservas 2P de gás natural quando comparadas ao volume de reservas certificadas em 31 de dezembro de 2021, com incrementos de 4,5 bcm na Bacia do Parnaíba e 7,5 bcm na Bacia do Amazonas. Os principais motivadores para as incorporações de reservas foram:

- ✓ **Bacia do Parnaíba:** Campo de Gavião Mateiro (+4,4 bcm de reservas de gás natural 2P). A acumulação foi descoberta no final de 2021 e originou o PAD São Domingos, que foi avaliado através dos poços de extensão 3-ENV-32-D-MA, 3-ENV-34-MA, 3-ENV-37D e 3-ENV-38 em 2022 e cuja declaração de comercialidade ocorreu em 10 de novembro de 2022;
- ✓ **Bacia do Amazonas:** Campo de Azulão (+7,5 bcm de reservas de gás natural 2P). O incremento de reservas na comparação anual considera o resultado positivo dos 5 poços de desenvolvimento já perfurados no campo e (7-AZU-2D, 7-AZU-3, 7-AZU-4D, 7-AZU-5D e 7-AZU-6D) e o poço 1-ENV-31D-MA perfurado na área.

Considerando a produção acumulada no ano de 2022 de 1,1 bcm de gás natural em ambas as bacias, a incorporação líquida de reservas 2P foi de 11,0 bcm de gás natural em 2022. Como resultado, o Índice de Reposição de Reservas Total da Companhia atingiu 1.125% em 2022.

Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)



A GCA também certificou, em 31 de dezembro de 2022, reservas 2P de condensado no total de 5,7 milhões de barris (MMbbl), sendo 0,3 MMbbl na Bacia do Parnaíba e 5,4 MMbbl no Campo de Azulão.

Adicionalmente, a GCA certificou os seguintes volumes de recursos contingentes 2C (P50) em 31 de dezembro de 2022, conforme descrito nos relatórios divulgados em fevereiro de 2023 referentes às Bacias do Parnaíba, Amazonas e Solimões:

- ✓ **Bacia do Parnaíba, no PAD Lago dos Rodrigues:** 0,33 bcm de recursos contingentes 2C de gás natural;
- ✓ **Bacia do Amazonas, no PAD Anebá:** recursos contingentes 2C de 2,01 bcm de gás natural; 1,72 MMbbl de condensado; 4,34 MMbbl de óleo e 0,202 bcm de gás associado;
- ✓ **Bacia do Solimões, na Área de Juruá:** 24,04 bcm de recursos contingentes 2C de gás natural.

Desempenho Financeiro

Consolidado

| DRE Consolidado | (R\$ milhões) | | | | | |
|--|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Líquida | 2.319,6 | 1.682,5 | 37,9% | 6.128,6 | 5.124,4 | 19,6% |
| Custos Operacionais | (1.688,3) | (1.004,9) | 68,0% | (4.251,3) | (3.181,7) | 33,6% |
| Depreciação e amortização | (284,9) | (140,9) | 102,3% | (695,9) | (547,5) | 27,1% |
| Despesas Operacionais | (348,3) | (158,2) | 120,2% | (851,1) | (544,8) | 56,2% |
| Poços secos e PCLD | 4,4 | (17,2) | N/A | (27,9) | (55,6) | -49,9% |
| Depreciação e amortização | (99,6) | (15,4) | 548,4% | (142,4) | (61,3) | 132,2% |
| Outras receitas/despesas | (104,7) | 167,5 | N/A | 254,9 | 194,6 | 31,0% |
| Equivalência Patrimonial | 0,2 | (0,7) | N/A | 2,8 | (0,7) | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 563,0 | 842,5 | -33,2% | 2.122,3 | 2.200,7 | -3,6% |
| EBITDA excluindo poços secos ¹ | 558,5 | 859,7 | -35,0% | 2.150,1 | 2.256,3 | -4,7% |
| Resultado Financeiro Líquido | (395,4) | (152,2) | 159,7% | (767,2) | (186,5) | 311,3% |
| EBT | (216,9) | 534,0 | N/A | 516,8 | 1.405,3 | -63,2% |
| Impostos Correntes | (29,0) | (27,5) | 5,4% | (89,7) | (105,9) | -15,2% |
| Impostos Diferidos | 53,4 | (17,1) | N/A | (51,3) | (126,1) | -59,4% |
| Participações Minoritárias | 1,4 | (0,0) | N/A | - | (0,0) | N/A |
| Resultado Líquido Eneva | (193,9) | 489,4 | N/A | 375,8 | 1.173,3 | -68,0% |

| EBITDA Recorrente | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|----------------|--------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| EBITDA excluindo poços secos ¹ | 558,5 | 859,7 | -35,0% | 2.150,1 | 2.256,3 | -4,7% |
| Itens Não Recorrentes | (211,0) | 171,0 | | 130,9 | 199,0 | |
| Bônus de Performance | (27,0) | - | | (27,0) | - | |
| Despesas com Integração | (15,0) | - | | (28,1) | - | |
| Despesas e Fees de Sucesso M&A | (48,0) | (6,0) | | (87,0) | (20,0) | |
| Ajuste ao Valor Justo e Write-off Mais-Valia CGHs | (52,0) | - | | (52,0) | - | |
| Compra Vantajosa Focus | - | - | | 122,0 | - | |
| Compra Vantajosa CGTF | - | - | | 216,0 | - | |
| Créditos PIS/COFINS | - | - | | 56,0 | 25,0 | - |
| Exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins | - | - | | - | 12,0 | |
| Baixa Fornecedores | - | 27,0 | | - | 32,0 | |
| Reversão de Impairment Itaqui | - | 150,0 | | - | 150,0 | |
| Fee cancelamento contrato carvão | (69,0) | - | | (69,0) | - | |
| EBITDA Recorrente | 769,5 | 688,7 | 11,7% | 2.019,2 | 2.057,3 | -1,9% |
| Margem EBITDA Recorrente (%) | 33% | 41% | -7,8 p.p. | 33% | 40% | -7,2 p.p. |

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

No 4T22, o EBITDA Recorrente da Companhia totalizou R\$ 769,5 milhões, comparado a um valor de R\$ 688,7 milhões no mesmo período do ano anterior. No 4T22, os itens *one-off* somaram -R\$ 211,0 milhões, dos quais: (i) R\$ 63,0 milhões se referem a despesas relacionadas à aquisição e integração de ativos adquiridos em processos de M&A, contabilizado em Outras Despesas, sendo R\$52,1 milhões na Holding e R\$ 10,9 milhões no segmento de Geração a Gás; (iii) R\$ 27,0 milhões se referem ao bônus de

performance, contabilizado em SG&A na Holding; e (iii) R\$ 52,0 milhões foram decorrentes do impacto não caixa do ajuste ao valor justo e mais valia das Centrais Geradoras Hidrelétricas (“CGHs”) adquiridas da Focus, no contexto da incorporação desta empresa pela Eneva S.A., contabilizado em Outras Despesas na Holding; e (iv) R\$ 69,0 milhões referente ao custo de cancelamento do contrato de fornecimento de carvão no 4T22, em função do baixo despacho no ano de 2022 e não necessidade da carga integral contratada, contabilizado em Custos no segmento de Carvão. Já no 4T21, os itens não recorrentes somaram R\$ 171,0 milhões, devido principalmente ao impacto de reversões de *impairment* na Itaqui Geração de Energia, contabilizado na rubrica de Outras Despesas no segmento Carvão.

Excluindo esses efeitos *one-offs*, o crescimento de 11,7% do EBITDA Recorrente no 4T22 versus o 4T21 se deve principalmente à conclusão das incorporações dos ativos operacionais UTE Fortaleza e da UTE Porto de Sergipe I no 3T22 e 4T22, respectivamente, que adicionaram um total de R\$ 454,0 milhões de EBITDA no período. Adicionalmente, a entrada em operação comercial da UTE Jaguatirica II em 2022 contribuiu com um EBITDA de R\$ 25,2 milhões, ao passo que as operações de exportação de energia para a Argentina totalizaram um EBITDA de R\$ 96,9 milhões no período. O crescimento foi parcialmente mitigado pelos efeitos da redução do despacho em todas as usinas (30% no 4T22 versus 75% no 4T21), com variação total de R\$ 400,0 milhões, reduzindo a receita variável nos segmentos de geração a gás próprio e geração a carvão; e do aumento das despesas exploratórias e gerais e administrativas.

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 395,4 milhões no 4T22, versus o resultado negativo de R\$ 152,2 milhões no mesmo período do ano anterior. Essa variação resulta, principalmente, de: (i) aumento de R\$ 225,3 milhões em despesas com juros sobre debêntures, decorrente do aumento do volume de debêntures no endividamento total da Companhia com as novas emissões realizadas pela Eneva S.A., com a incorporação do portfólio de debêntures da CELSE após o *closing* da operação, além do início da classificação no resultado financeiro das despesas financeiras de projetos que entraram em operação em 2022, que anteriormente eram classificados em Imobilizado, e do aumento do CDI no período; (ii) crescimento de R\$ 100,8 milhões em despesas com encargos de dívida refletindo a entrada em operação dos projetos Azulão- Jaguatirica e Parnaíba V e com o fluxo de pagamento das dívidas provenientes da CELSE; (iii) parcialmente mitigado pelo aumento das receitas com aplicações financeiras de R\$ 40,7 milhões na comparação trimestral, refletindo a maior posição de caixa e o crescimento do CDI médio no período.

O resultado líquido consolidado totalizou -R\$ 193,9 milhões no 4T22, frente ao resultado positivo de R\$ 489,4 milhões no 4T21.

Fluxo de Caixa Consolidado

| Fluxo de Caixa Livre | (R\$ milhões) | | | | | |
|--|------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 4T22 | 4T21 | Var. Abs. | 12M22 | 12M21 | Var. Abs. |
| EBITDA ICVM 527/12 | 563,0 | 842,5 | (279,5) | 2.122,3 | 2.200,7 | (78,4) |
| (+) Var. Capital de Giro | (68,4) | (477,6) | 409,2 | (500,1) | (748,5) | 248,4 |
| (+) Imposto de renda | (23,4) | (32,6) | 9,2 | (75,2) | (95,0) | 19,8 |
| (+) Var. Outros ativos e passivos | (30,0) | (16,4) | (13,5) | (36,7) | (60,2) | 23,4 |
| Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais | 441,2 | 315,8 | 125,4 | 1.510,3 | 1.297,1 | 213,2 |
| Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento | (5.831,6) | (274,4) | (5.557,2) | (9.285,5) | (1.135,8) | (8.149,6) |
| Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento | (1.517,6) | (384,3) | (1.133,3) | 8.120,2 | (379,8) | 8.500,0 |
| Captações e Outros | 110,7 | 0,0 | 110,7 | 6.539,7 | 480,9 | 6.058,8 |
| Amortização de Principal | (1.002,7) | (54,7) | (948,0) | (1.150,6) | (116,1) | (1.034,6) |
| Amortização de Juros | (617,5) | (180,7) | (436,8) | (952,1) | (403,6) | (548,5) |
| Outros | (8,1) | (148,9) | 140,8 | 3.683,3 | (341,0) | 4.024,3 |
| Posição de Caixa Total ¹ | 2.022,3 | 1.677,7 | 344,6 | 2.022,3 | 1.677,7 | 344,6 |

1 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

No 4T22, o fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 441,2 milhões, alavancado pelo resultado operacional do trimestre, mas parcialmente mitigado pelo impacto negativo da variação de capital de giro no período. A necessidade de capital de giro no 4T22 foi decorrente basicamente da combinação dos efeitos abaixo:

- (i) aumento dos saldos de contas a receber referentes às receitas de exportação das UTEs Parnaíba I e Parnaíba V com impacto líquido negativo no fluxo de cerca de R\$ 92 milhões no trimestre, reflexo dos lançamentos futuros provisionados em maior volume nessa conta do que os recebimentos de receita de exportação no trimestre, seguindo os prazos médios de pagamento contratuais;
- (ii) aumento dos saldos de contas a receber com impacto líquido negativo de cerca de R\$ 70 milhões no fluxo relacionado às contas a receber das UTEs com contratos regulados vigentes no período, refletindo o reajuste contratual, efetivo à partir de novembro de 2022, da receita fixa dos contratos regulados vigentes de venda de energia da Companhia, com destaque para o incremento da receita fixa da UTE Porto de Sergipe I, de R\$ 39,2 milhões, que reflete a maior base de receita fixa da usina;
- (iii) pagamento de R\$ 200 milhões ao fornecedor GE Capital como parte do montante acordado para aquisição de 100% das ações de emissão da CELSEPAR e da CEBARRA ("CELSE"), com impacto negativo em Fornecedores. Cabe destacar que o valor total da aquisição foi de R\$ 6,4 bilhões, considerando este montante e os valores que transitaram pelo Fluxo de Caixa de Investimento (FCI) e Fluxo de Caixa de Financiamento (FCF), conforme será detalhado abaixo, bem como o saldo de caixa da CELSE de R\$ 173 milhões antes da aquisição, este último sem impacto no Fluxo de Caixa consolidado do 4T22;
- (iv) impactos positivos no contas a pagar no trimestre, superando R\$ 170 milhões, parcialmente compensando os efeitos descritos acima, com destaque para: aumento das provisões gerais e administrativas da Holding em cerca de R\$ 47 milhões aumento nas provisões de bônus e PLR de R\$ 49 milhões no período e maiores provisões de custos de compensação da exportação de energia no 4T22 com impacto de cerca de R\$ 20 milhões;

- (v) rendimentos de caixa do trimestre, no valor total de R\$ 75 milhões;
- (vi) ajuste positivo de R\$ 52,0 milhões como contrapartida contábil ao valor não caixa reconhecido no EBITDA no 4T22 referente ao ajuste ao valor justo e mais valia contabilizados pela venda das CGHs.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou saída de caixa total de R\$ 5.831,6 milhões no 4T22, sobretudo em função dos seguintes desembolsos: (i) R\$ 5.291,2 milhões referente à maior parte do desembolso efetuado pela Companhia em outubro para conclusão da aquisição da CELSE; (ii) R\$ 69,8 milhões direcionados à construção da UTE Parnaíba VI; (iii) R\$ 67,1 milhões relacionados a aquisição de sobressalentes para a parada programada da UTE Porto de Sergipe I; (iv) R\$ 64,8 milhões para a construção das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos firmados pela Eneva de venda de GNL em pequena escala para as instalações industriais da Suzano S.A. e da Vale S.A.; (v) R\$ 55,1 milhões para pagamentos ao fornecedor da turbina a gás para o projeto Azulão 950MW; (vi) R\$ 54,3 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração e desenvolvimento na Bacia do Parnaíba; (vii) R\$ 50,4 milhões referentes à construção do Projeto Solar Futura 1; (viii) R\$ 47,6 milhões referentes às aquisições de cryoboxes adicionais, equipamentos e serviços associados à instalação dos equipamentos na planta de liquefação do sistema Azulão-Jaguatirica; (ix) R\$ 22,9 milhões em pagamentos relacionados à troca das correias realizada em Pecém II e R\$ 2,0 milhões para manutenções em estruturas e correias de Itaqui; (x) cerca de R\$ 11,0 milhões para obras e projetos na Holding; (xi) cerca de R\$ 10,0 milhões para manutenções e reformas em Parnaíba I e Parnaíba II; e (xii) R\$ 3,6 milhões destinados à construção da UTE Parnaíba V.

No 4T22, o FCF totalizou saída de caixa líquida de R\$ 1.517,6 milhões, justificado principalmente pelos impactos abaixo:

- (vii) pagamentos relacionados à liquidação antecipada de um financiamento existente da CELSE com a GE Capital como parte do montante acordado para aquisição da CELSE, composto por amortizações de principal de R\$ 757,0 milhões e de juros de R\$ 124,8 milhões;
- (viii) amortizações de principal e juros no valor total de R\$ 738,4 milhões, segundo o cronograma de amortizações das dívidas da Companhia, referentes aos financiamentos da FINEP na Eneva, do Banco da Amazônia S.A. (BASA) para o Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica, dos empréstimos e colaterais assumidos pela Focus Energia e suas controladas, das debêntures captadas em 2018 pela Parnaíba I Geração de Energia S.A. (incorporada em 2020 pela Parnaíba Geração e Comercialização S.A.), das debêntures captadas em 2019 pela Parnaíba II Geração de Energia S.A, das debêntures captadas pela Eneva em 2019 e 2020 na 2ª, 3ª e 5ª Emissões de Debêntures da Eneva S.A. e dos empréstimos e debêntures captados na CELSE.

O FCF foi ainda positivamente impactado no 4T22 pelos desembolsos dos financiamentos para os projetos da Companhia no total de R\$ 110,7 milhões, sendo R\$ 88,6 milhões efetuados com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) para a construção da UTE Parnaíba V e R\$ 22,1 milhões relativos à linha de crédito do Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE) para o financiamento da UTE Parnaíba VI.

A ENEVA encerrou o trimestre com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.002,3 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia contabilizados no Passivo, no montante de R\$ 898,2 milhões, sendo R\$ 613,6 milhões concentrados na CELSE.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas: (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, que detém as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V; e (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba VI.

| DRE - Geração Parnaíba | (R\$ milhões) | | | | | |
|---------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Bruta | 658,6 | 857,5 | -23,2% | 2.260,0 | 3.011,6 | -25,0% |
| Receita Fixa | 377,2 | 354,7 | 6,3% | 1.462,5 | 1.356,5 | 7,8% |
| Receita Variável | 281,4 | 502,9 | -44,0% | 797,5 | 1.655,2 | -51,8% |
| Contratual ¹ | 0,1 | 357,6 | -100,0% | (12,9) | 1.070,5 | N/A |
| Mercado de curto prazo | 281,3 | 145,3 | 93,6% | 810,4 | 584,6 | 38,6% |
| Lastro (FID) | 0,1 | - | N/A | 0,1 | 0,1 | 0,0% |
| Outros | 281,3 | 145,3 | 93,6% | 810,4 | 584,6 | 38,6% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (65,9) | (84,2) | -21,8% | (225,1) | (311,9) | -27,8% |
| Indisponibilidade (Ressarcimento) | - | 0,3 | N/A | (0,1) | (8,9) | -99,2% |
| Receita Operacional Líquida | 592,8 | 773,4 | -23,4% | 2.034,8 | 2.699,7 | -24,6% |
| Custos Operacionais | (425,0) | (646,9) | -34,3% | (1.443,7) | (2.277,6) | -36,6% |
| Custo Fixo | (145,3) | (106,7) | 36,1% | (541,1) | (458,1) | 18,1% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (45,5) | (23,9) | 90,1% | (167,9) | (90,6) | 85,3% |
| O&M | (33,9) | (16,6) | 104,0% | (111,8) | (102,8) | 8,7% |
| Arrendamento fixo UTG | (65,9) | (66,2) | -0,5% | (261,5) | (264,6) | -1,2% |
| Custo Variável | (235,9) | (497,3) | -52,6% | (729,3) | (1.648,6) | -55,8% |
| Gás Natural | (122,3) | (198,5) | -38,4% | (344,1) | (715,9) | -51,9% |
| Distribuidora | (9,2) | (14,4) | -36,3% | (25,4) | (52,1) | -51,3% |
| Arrendamento variável UTG | (0,9) | (259,7) | -99,6% | (118,2) | (539,6) | -78,1% |
| Lastro (FID) | (66,5) | (1,9) | 3402,5% | (124,2) | (324,9) | -61,8% |
| Devolução Receita Fixa | (32,3) | - | N/A | (100,9) | - | N/A |
| Outros | (4,7) | (22,8) | -79,4% | (16,5) | (16,1) | 2,5% |
| Depreciação e amortização | (43,9) | (42,9) | 2,4% | (173,4) | (170,9) | 1,5% |
| Despesas Operacionais | (11,4) | (3,2) | 255,8% | (34,3) | (23,2) | 48,0% |
| SG&A | (11,3) | (3,0) | 271,4% | (33,6) | (22,6) | 48,8% |
| Depreciação e amortização | (0,1) | (0,2) | -34,5% | (0,6) | (0,6) | 14,2% |
| Outras receitas/despesas | (0,0) | 18,7 | N/A | 43,7 | 22,6 | 93,3% |
| Equivalência Patrimonial | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 200,3 | 184,9 | 8,3% | 774,5 | 593,0 | 30,6% |
| Itens Não Recorrentes | - | 27,0 | | 44,0 | 36,0 | |
| Créditos PIS/COFINS | - | - | | 44,0 | 4,0 | |
| Baixa Fornecedores | - | 27,0 | | - | 32,0 | |
| EBITDA Recorrente | 200,3 | 157,9 | 26,8% | 730,5 | 557,0 | 31,1% |
| Margem EBITDA Recorrente (%) | 34% | 20% | 13,4 p.p. | 36% | 21% | 15,3 p.p. |

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

O 4T22 foi marcado por um despacho médio de 59% das usinas do Complexo Parnaíba, comparado a um despacho médio elevado no 4T21, de 97%. Apesar disso, a receita variável bruta do segmento refletiu: (i) o despacho para a exportação de energia elétrica para a Argentina pelas UTEs Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba IV e Parnaíba V, cuja receita variável totalizou R\$ 172,1 milhões; (ii) liquidação de energia das UTEs Parnaíba I e Parnaíba V para comissionamento da turbina a vapor do ciclo combinado, que totalizou R\$ 23,1 milhões; e (iii) a comercialização de energia não contratada pela UTE Parnaíba I em conjunto com a Eneva Comercializadora, que totalizou R\$ 75 milhões. A operação possui contrapartida na rubrica de custo variável – Lastro (FID), totalizando um resultado líquido de R\$ 10,8 milhões.

Em relação à receita fixa de Parnaíba II, é importante ressaltar que no 4T22 ela foi impactada negativamente devido ao cumprimento do Termo de Ajuste de Conduta (TAC) de 2014, visando a mitigação dos efeitos decorrentes do atraso do início da operação comercial da usina. Como contribuição à modicidade tarifária, o referido TAC¹² prevê a redução de receita fixa da usina a partir de janeiro de 2022, no valor total de R\$ 334,1 milhões, da seguinte forma: redução de R\$ 13,0 milhões por ano entre 2022 e 2025, e de R\$ 25,6 milhões por ano entre 2026 e 2036, sendo tais valores atualizados pelo IPCA.

Como resultado dos efeitos detalhados acima, a Receita Operacional Líquida do segmento apresentou uma redução de 23,3% em relação ao 4T21.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 145,3 milhões no 4T22, um crescimento de 36,1% em relação ao registrado no 4T21, em função principalmente: (i) do pagamento neste trimestre das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia elétrica referente à UTE Parnaíba V, no valor de R\$ 14,2 milhões, não contemplado no 4T21; (ii) reajuste da TUST, realizado em julho de 2022, com impacto de R\$ 7,0 milhões adicionais na UTE Parnaíba I, devido ao fim do seu período de estabilidade; e (iii) aumento de custos de O&M devido basicamente aos custos relacionados à manutenção na UTE Parnaíba I, que foram previstos para o 3T22 e postergados para o 4T22, e ao ajuste na provisão de bônus e PLR dos colaboradores devido ao cumprimento das metas da companhia.

Os custos variáveis do segmento apresentaram uma redução de 52,6% em relação ao 4T21, totalizando R\$ 235,9 milhões no 4T22, incorridos com: (i) combustível destinado ao despacho das usinas; (ii) R\$ 63 milhões referente à comercialização de energia entre a UTE Parnaíba I e a Eneva Comercializadora, contabilizado na rubrica de Lastro (FID); e (iii) ressarcimento associados à exportação de energia para a Argentina, contabilizado na rubrica de Devolução Receita Fixa e com impacto direto no cálculo do arrendamento variável da UTE Parnaíba I. Custo esse que foi exponencialmente menor também em função da geração do período ter ocorrido, principalmente, nas UTEs Parnaíba II, IV e V que não possuem contrato de arrendamento variável com o *Upstream*.

No 4T22, o EBITDA das operações de exportação de energia para a Argentina² totalizou R\$ 96,9 milhões, dos quais R\$ 63,4 milhões se refere apenas à UTE Parnaíba V, que entrou em operação em novembro de 2022, mas opera no mercado livre, dado que o início de seu contrato no mercado regulado será em janeiro de 2024. Com isso, ao exportar energia elétrica, esta usina não incorre em custos de ressarcimento de lastro ao sistema elétrico brasileiro.

¹² O Termo de Ajuste de Conduta da Parnaíba II (UTE Maranhão III) pode ser acessado pelo link:

https://portal.tcu.gov.br/data/files/15/57/9B/B5/7DDC9710FC66CE87E18818A8/TAC_UTE_Maranhao%20III.pdf.

² Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina, em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA.

Dessa forma, o EBITDA recorrente do segmento totalizou R\$ 200,3 milhões no 4T22, representando um crescimento de 26,8% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior. O início da operação comercial da UTE Parnaíba V levou à ampliação da margem variável, que mais do que compensou a perda de margem fixa no período. Adicionalmente, no 4T21, o EBITDA recorrente foi ajustado para desconsiderar o efeito positivo das reversões de provisões para pagamentos a fornecedores contabilizadas em exercícios anteriores que não se concretizaram, no valor de R\$ 27,0 milhões, que foram incluídos na rubrica de “Outras Receitas e Despesas”.

Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II (“UTE Jaguaririca II”). É importante observar que o resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*.

A UTE Jaguaririca II começou a fornecer energia para o Sistema Isolado de Roraima no dia 15 de fevereiro de 2022, com a operação comercial da primeira turbina a gás. No dia 09 de março de 2022, a segunda turbina a gás, de igual capacidade, recebeu aprovação da Aneel para iniciar a operação comercial. E por fim, no dia 24 de maio de 2022, entrou em operação a terceira unidade geradora, que é uma turbina a vapor, de forma que a planta atingiu sua capacidade instalada total de 141 MW.

| DRE - UTE Jaguaririca II | (R\$ milhões) | | | | | |
|---------------------------------------|---------------|---------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Bruta | 166,7 | - | N/A | 498,0 | - | N/A |
| Receita Fixa | 132,3 | - | N/A | 404,5 | - | N/A |
| Receita Variável | 34,4 | - | N/A | 93,5 | - | N/A |
| Contratual ¹ | 34,4 | - | N/A | 93,5 | - | N/A |
| Mercado de curto prazo | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Lastro (FID) | 0,1 | 0,1 | 0,0% | 0,1 | 0,1 | 0,0% |
| Hedge Ressarcimento | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Outros | (0,1) | (0,1) | 0,0% | (0,1) | (0,1) | 0,0% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (68,2) | (0,5) | N/A | (176,4) | (0,6) | N/A |
| Indisponibilidade (Ressarcimento) | (61,1) | - | N/A | (154,9) | - | N/A |
| Receita Operacional Líquida | 98,5 | (0,5) | N/A | 321,6 | (0,6) | N/A |
| Custos Operacionais | (87,4) | (0,4) | N/A | (251,9) | (0,4) | N/A |
| Custo Fixo | (55,6) | (0,4) | N/A | (156,0) | 19,2 | N/A |
| Transmissão e encargos regulatórios | (1,8) | - | N/A | (1,8) | - | N/A |
| O&M | (53,8) | (0,4) | N/A | (154,2) | (0,4) | N/A |
| Arrendamento fixo UTG | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Custo Variável | (11,5) | - | N/A | (31,8) | - | N/A |
| Gás Natural | (9,5) | - | N/A | (27,1) | - | N/A |
| Distribuidora | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Lastro (FID) | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Outros | (2,0) | - | N/A | (4,7) | - | N/A |
| Depreciação e amortização | (20,3) | - | N/A | (64,0) | - | N/A |
| Despesas Operacionais | (6,0) | (4,9) | 23,4% | (19,6) | (19,7) | -0,1% |
| SG&A | (6,0) | (2,5) | 145,4% | (18,8) | (10,0) | 88,3% |
| Depreciação e amortização | - | (2,4) | N/A | (0,8) | (9,7) | -91,6% |
| Outras receitas/despesas | (0,0) | (1,9) | -97,4% | (0,0) | (2,2) | -98,2% |
| Equivalência Patrimonial | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 25,2 | (5,3) | N/A | 114,9 | (13,3) | N/A |
| % Margem EBITDA | 25,6% | 967,6% | -1,0 p.p. | 35,7% | 2131,1% | -1,0 p.p. |

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI).

Conforme comentado na seção de Resultado Operacional deste documento, a usina apresentou uma taxa de disponibilidade de 59% no trimestre, operando em média com metade da sua capacidade, de forma a permitir a realização de reparos e substituições de peças após a identificação de problemas nas caixas de redução e nos exaustores das turbinas a gás.

Como resultado, o despacho médio da usina ficou em 53%, gerando uma receita variável bruta de R\$ 34,4 milhões. Adicionalmente, no trimestre, a UTE Jaguatirica II incorreu em custos no montante de R\$ 61,1 milhões, alocados na rubrica de Deduções sobre Receita Bruta, que se referem à indisponibilidade da usina, conforme previsto em seu contrato firmado no Leilão da Aneel para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019. A usina passa por um período de estabilização após seu comissionamento, e o impacto financeiro em função de sua indisponibilidade já totaliza R\$ 154,9 milhões desde o início de sua entrada em operação até o final do 4T22.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 55,6 milhões, sendo compostos, principalmente, pelos custos com pessoal (R\$ 16,1 milhões), pela parcela fixa dos custos relacionado ao transporte de GNL e Óleo Condensado (R\$ 14,7 milhões) e por materiais e serviços de manutenção (R\$ 7,1 milhões).

Os custos variáveis, por sua vez, totalizaram R\$ 9,5 milhões no 4T22 e refletem principalmente os custos com combustível para fazer frente ao despacho e a parcela variável dos custos relacionados ao transporte de combustível.

Como resultado desses efeitos de despacho e disponibilidade reduzidos, o EBTIDA da usina no 4T22 alcançou R\$ 25,2 milhões, com margem EBITDA de 25,6%.

Geração a Gás - Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelas controladas CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) e CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSE”). A Companhia concluiu as aquisições de CGTF e CELSE em 23 de agosto de 2022 e 03 de outubro de 2022, respectivamente.

A CGTF tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) do governo federal, com capacidade instalada de 327 MW, localizada no município de Caucaia, Estado do Ceará, na região Nordeste do país. A usina tem contrato de comercialização de energia com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), celebrado em 31 de agosto de 2001 e com vigência até 2023.

A CELSE, por sua vez, tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizada em Barra dos Coqueiros, no Estado de Sergipe, na região Nordeste do país. A usina está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R\$ 1,9 bilhão (data-base: novembro de 2021), indexada ao IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, acrescida de receita variável equivalente a R\$ 406,2/MWh (data-base: junho de 2022), indexada ao Petróleo Brent, conforme os termos do contrato de suprimento de gás.

É importante ressaltar que o resultado apresentado a seguir se refere exclusivamente ao período após a aquisição de cada ativo. Não há, portanto, o registro de dados proforma de períodos anteriores para fins de comparação.

| UTEs a Gás - Combustível de Terceiros | CGTF | | CELSE | |
|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 4T22 | 12M22 | 4T22 | 12M22 |
| Receita Operacional Bruta | 426,9 | 615,2 | 503,2 | 503,2 |
| Receita Fixa | 401,7 | 581,7 | 487,0 | 487,0 |
| Receita Variável | 25,2 | 33,6 | 16,2 | 16,2 |
| Contratual ¹ | - | - | - | - |
| Mercado de curto prazo | 25,2 | 33,6 | 16,2 | 16,2 |
| Lastro (FID) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Outros | 25,2 | 33,5 | 16,1 | 16,1 |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (92,5) | (129,7) | (50,9) | (50,9) |
| Indisponibilidade (Ressarcimento) | - | - | - | - |
| Receita Operacional Líquida | 334,4 | 485,6 | 452,3 | 452,3 |
| Custos Operacionais | (196,7) | (285,6) | (242,5) | (242,5) |
| Custo Fixo | (164,2) | (239,8) | (133,6) | (133,6) |
| Transmissão e encargos regulatórios | (3,1) | (7,9) | (38,3) | (38,3) |
| O&M | (3,1) | (3,6) | (5,0) | (5,0) |
| Outros Fixos | (158,0) | (228,3) | (90,3) | (90,3) |
| Custo Variável | (24,9) | (17,6) | (16,4) | (16,4) |
| Gás Natural | - | - | - | - |
| Distribuidora | - | - | - | - |
| Arrendamento variável UTG | - | - | - | - |
| Lastro (FID) | (24,9) | (31,8) | (16,4) | (16,4) |
| Outros | 0,0 | 14,1 | - | - |
| Depreciação e amortização | (7,7) | (14,1) | (92,5) | (92,5) |
| Despesas Operacionais | (21,1) | (22,8) | 9,4 | 9,4 |
| SG&A | (14,4) | (15,9) | 9,5 | 9,5 |
| Depreciação e amortização | (6,7) | (7,0) | (0,1) | (0,1) |
| Outras receitas/despesas | 0,4 | 0,4 | (0,1) | (0,1) |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - |
| EBITDA ICVM 527/12 | 131,4 | 198,6 | 311,7 | 311,7 |
| Itens Não Recorrentes | (10,9) | (10,9) | - | - |
| Despesas com Integração | (10,9) | (10,9) | - | - |
| EBITDA Recorrente | 142,3 | 209,5 | 311,7 | 311,7 |
| % Margem EBITDA Recorrente | 42,5% | 43,1% | 68,9% | 68,9% |

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI)

No 4T22, a Receita Operacional Líquida de ambas as usinas se concentrou, principalmente, na receita fixa, devido à falta de geração de energia pelas usinas em todo o período. Em relação à receita variável apresentada, tem-se que: (i) no caso de CGTF, refere-se ao contrato de fornecimento mensal de 193MWh à Petrobras S.A. (“Petrobras”), cuja compra de energia é realizada no mercado *spot* – e contabilizada na rubrica de custos variáveis, “Lastro (FID)” -, e a venda desta energia à Petrobras também se dá de acordo com o PLD do período, portanto, sem impacto financeiro; (ii) no caso de CELSE, refere-se às operações de lastro para recomposição de garantia física decorrente de indisponibilidades registradas ao longo dos últimos 60 meses de operação da UTE Porto de Sergipe I, cuja contrapartida da operação está na linha de custos variáveis, “Lastro (FID)”.

Em relação à UTE Fortaleza, os custos totalizaram R\$ 196,7 milhões no 4T22, devido principalmente: (i) aos custos relacionados ao contrato de fornecimento e transporte de gás firmado junto à Petrobras e Companhia de Gás do Ceará (“CEGAS”) (*ship or pay* e *take or pay*), que totalizaram R\$ 84,4 milhões. Esses custos, que ocorrem independentemente da necessidade do fornecimento do combustível, seriam alocados na rubrica de custos variáveis, caso tivesse sido um trimestre com algum despacho da usina. No entanto, como não houve geração de energia, o custo foi incluído na rubrica de custo fixo; e (ii) aos custos incorridos em função de outro contrato firmado também junto à Petrobras, que prevê a venda de 307MWh mensais pela Petrobras à UTE Fortaleza para a entrega de energia à COELCE. Nessa operação, a UTE Fortaleza realiza a compra da energia da Petrobras a preço pré-definido, reajustado anualmente no mês de abril (atualmente em R\$ 133,14/MWh) - contabilizando como custo fixo -, e a revende à COELCE também a preço pré-definido, reajustados anualmente no mês de abril (atualmente em R\$ 592,32/MWh) - contabilizando em receita fixa. Esta operação é responsável pelo resultado do EBITDA da SPE.

No trimestre, foi contabilizado na UTE Fortaleza o valor de R\$ 10,9 milhões de despesas com integração, de forma que o EBITDA Recorrente da SPE totalizou R\$ 142,3 milhões no trimestre, com margem EBITDA de 42,5%.

Em relação à UTE Porto do Sergipe I, os custos totais somaram R\$ 150,0 milhões no 4T22 devido, principalmente, aos custos fixos relacionados à: (i) consumo interno da Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU), que fica atracada no Porto de Sergipe, dedicada à usina; e (ii) ao gás evaporado do reservatório, remanescente do último período de despacho da usina, denominado *Boil Off Gas (BoG)*. No 4T22, esses dois custos totalizaram R\$ 49,3 milhões.

Adicionalmente, em virtude de um trimestre sem despacho, fez-se necessário o cancelamento de cargas de GNL, de acordo com o contrato com a Ocean – Qatar Petroleum (“Ocean”), totalizando um custo de *take or pay* de R\$ 40,9 milhões. As premissas desse contrato estabelecem a entrega de 19 cargas por ano à UTE Porto do Sergipe I, possibilitando o cancelamento de algumas unidades da seguinte forma: (i) da 1ª a 12ª carga, não há qualquer cobrança de multa; (ii) da 13ª a 16ª carga, há a aplicação de multa no valor de US\$ 0,69/MMBtu, com limite de penalidade de cerca de US\$ 9,5 milhões por ano; e (iii) da 17ª a 19ª carga, a Ocean se dispõe a remanejar as cargas a outros clientes, repassando à UTE Porto de Sergipe I possíveis diferenças de preço, limitado a US\$ 3,00/MMBtu. Essa diferença de preço pode ter impacto máximo de aproximadamente US\$ 30 milhões por ano. É importante observar que o contrato também prevê que a penalidade máxima imposta à usina se limite a US\$ 60 milhões em uma janela móvel de 5 anos.

Como resultado, o EBITDA Recorrente da UTE Porto do Sergipe I totalizou R\$ 311,7 milhões no trimestre, com margem EBITDA de 68,9%.

Geração Térmica a Carvão

Este segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A.

| DRE - Geração a Carvão | (R\$ milhões) | | | | | |
|---------------------------------------|----------------|----------------|------------------|----------------|------------------|------------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Bruta | 257,9 | 862,3 | -70,1% | 993,6 | 2.309,4 | -57,0% |
| Receita Fixa | 250,4 | 232,6 | 7,7% | 971,3 | 884,1 | 9,9% |
| Receita Variável | 7,5 | 629,8 | -98,8% | 22,3 | 1.425,3 | -98,4% |
| CCEAR ¹ | - | 614,7 | N/A | 6,7 | 1.379,8 | -99,5% |
| Mercado de curto prazo | 7,0 | 15,1 | -53,7% | 15,6 | 45,5 | -65,6% |
| Lastro (FID) | 6,7 | 13,0 | -48,7% | 13,1 | 31,6 | -58,5% |
| Hedge Ressarcimento | - | 0,8 | N/A | - | 14,1 | N/A |
| Outros | 0,3 | 1,3 | -75,1% | 2,5 | (0,3) | N/A |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (26,6) | (88,1) | -69,8% | (102,6) | (247,9) | -58,6% |
| Indisponibilidade (Ressarcimento) | - | 0,0 | N/A | 0,3 | (10,0) | N/A |
| Receita Operacional Líquida | 231,3 | 774,2 | -70,1% | 891,0 | 2.061,5 | -56,8% |
| Custos Operacionais | (240,0) | (613,7) | -60,9% | (605,1) | (1.558,2) | -61,2% |
| Custo Fixo | (147,7) | (74,6) | 98,0% | (339,2) | (262,4) | 29,3% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (16,9) | (16,3) | 3,2% | (65,2) | (60,5) | 7,8% |
| O&M | (130,9) | (58,3) | 8,0% | (274,0) | (201,9) | 35,7% |
| Custo Variável | (9,3) | (489,3) | -98,1% | (29,7) | (1.098,7) | -97,3% |
| Combustível | (0,4) | (467,7) | -99,9% | (4,1) | (1.029,3) | -99,6% |
| Lastro (FID) | (6,3) | (12,6) | -49,7% | (14,0) | (27,6) | -49,3% |
| Hedge Ressarcimento | - | (1,0) | N/A | - | (11,4) | N/A |
| Outros | (2,6) | (8,0) | -68,0% | (11,7) | (30,4) | -61,7% |
| Depreciação e Amortização | (82,9) | (49,8) | 66,7% | (236,1) | (197,1) | 19,8% |
| Despesas Operacionais | (7,2) | (7,5) | -3,6% | (22,6) | (24,9) | -9,2% |
| SG&A | (6,9) | (7,2) | -3,4% | (21,2) | (23,5) | -9,8% |
| Depreciação e Amortização | (0,3) | (0,4) | -8,6% | (1,4) | (1,4) | -0,5% |
| Outras receitas/despesas | 2,5 | 152,7 | -98,4% | 11,5 | 160,2 | -92,8% |
| Equivalência Patrimonial | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 69,8 | 355,8 | -80,4% | 512,4 | 837,1 | -38,8% |
| Itens Não Recorrentes | (69,0) | 150,0 | N/A | (57,0) | 161,0 | N/A |
| Reversão de Impairment Itaqui | - | 150,0 | - | - | 150,0 | - |
| Fee cancelamento contrato carvão | (69,0) | - | - | (69,0) | - | - |
| Créditos PIS/COFINS | - | - | - | 12,0 | 11,0 | - |
| EBITDA Recorrente | 138,8 | 205,8 | -32,6% | 569,4 | 676,1 | -15,8% |
| Margem EBITDA Recorrente (%) | 60% | 27% | 33,4 p.p. | 64% | 33% | 31,1 p.p. |

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

No 4T22, as usinas Itaqui e Pecém II não foram chamadas ao despacho pelo ONS, dado que os reservatórios se mantiveram em níveis altos e os preços de energia no mercado livre ficaram perto do piso durante todo o período. Com isso, a receita do segmento foi composta basicamente a soma das receitas fixas das usinas, que totalizou R\$ 250,4 milhões no 4T22, um crescimento de 7,7% em relação ao 4T21, em função do reajuste contratual anual pela inflação, ocorrido em novembro de 2022.

Já os custos fixos foram impactados pelo *fee* de cancelamento do contrato de fornecimento de carvão, que totalizou R\$ 69,0 milhões. O cancelamento do contrato fez-se necessário em função do alto nível do estoque atual de carvão e a baixa perspectiva de despacho no curto prazo.

Como resultado desses efeitos, no 4T22, o EBITDA Recorrente do segmento totalizou R\$ 138,8 milhões, uma redução de 32,6% na comparação com o 4T21, reflexo basicamente de: (i) redução das margens variáveis em relação ao 4T21, quando o despacho das usinas a carvão atingiu 72% e ambas as usinas apresentaram margens variáveis positivas devido ao descasamento entre o custo médio de estoque do carvão adquirido para geração e a receita variável contratual (CVU) média do trimestre; e (ii) impacto de reversões de *impairment* na Itaquí Geração de Energia, contabilizado na rubrica de Outras Receitas/Despesas, resultando em uma receita de R\$ 150,1 milhões no 4T21.

Upstream (E&P)

Este segmento está contido dentro da ENEVA S.A. Os resultados das atividades de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas, são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

| DRE - <i>Upstream</i> | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|----------------|----------------|-------------------|----------------|----------------|-------------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Bruta | 232,3 | 587,1 | -60,4% | 862,8 | 1.691,0 | -49,0% |
| Receita Fixa | 72,9 | 72,9 | 0,0% | 291,8 | 291,8 | 0,0% |
| Receita Variável | 159,3 | 514,1 | -69,0% | 571,1 | 1.399,2 | -59,2% |
| Contrato de venda de gás | 143,9 | 221,4 | -35,0% | 262,2 | 792,8 | -66,9% |
| Contrato de arrendamento | 3,8 | 286,2 | -98,7% | 129,2 | 594,4 | -78,3% |
| Venda de condensado | 11,6 | 6,5 | 78,4% | 20,4 | 12,0 | 69,8% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (44,8) | (90,6) | -50,6% | (143,4) | (241,1) | -40,5% |
| Receita Operacional Líquida | 187,5 | 496,4 | -62,2% | 719,4 | 1.449,9 | -50,4% |
| Custos Operacionais | (116,5) | (153,8) | -24,2% | (381,2) | (476,6) | -20,0% |
| Custo Fixo | (36,8) | (21,8) | 69,3% | (119,7) | (75,3) | 59,0% |
| Custos O&M (OPEX) | (36,8) | (21,8) | 69,3% | (119,7) | (75,3) | 59,0% |
| Custo Variável | (41,9) | (83,9) | -50,0% | (146,0) | (221,9) | -34,2% |
| Participações Governamentais | (39,3) | (82,0) | -52,1% | (140,7) | (215,1) | -34,6% |
| Custo do gás vendido/compressores | (2,6) | (1,8) | 40,6% | (5,3) | (6,7) | -21,8% |
| Depreciação e Amortização | (37,8) | (48,2) | -21,6% | (115,5) | (179,4) | -35,6% |
| Despesas Operacionais | (48,9) | (35,0) | 39,7% | (154,0) | (130,3) | 18,2% |
| Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica | (42,9) | (28,4) | 51,1% | (124,8) | (92,5) | 34,9% |
| Poços Secos | 4,5 | (17,5) | N/A | (27,8) | (56,3) | -50,7% |
| SG&A | (6,0) | (4,2) | 44,6% | (23,9) | (27,7) | -13,9% |
| Depreciação e Amortização | 0,0 | (2,5) | N/A | (5,3) | (10,0) | -47,4% |
| Outras receitas/despesas | (0,1) | (0,5) | -85,9% | (0,2) | (1,0) | -85,1% |
| Equivalência Patrimonial | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 59,8 | 357,7 | -83,3% | 304,9 | 1.031,4 | -70,4% |
| EBITDA excluindo poços secos¹ | 55,3 | 375,3 | -85,3% | 332,7 | 1.087,7 | -69,4% |
| % Margem EBITDA excluindo poços secos | 29,5% | 75,6% | -46,1 p.p. | 46,2% | 75,0% | -28,8 p.p. |

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

No 4T22, a receita operacional líquida do *Upstream* apresentou uma redução de 62,2% comparado ao 4T21, em função basicamente do menor despacho das usinas do Complexo Parnaíba comparado ao mesmo período do ano anterior, conforme apresentado anteriormente, que impactou tanto a receita proveniente da venda do gás quando a do arrendamento fixo. Essa redução mais do que compensou o aumento das receitas de venda de gás no Amazonas, destinado à usina termelétrica de Jaguatirica II, em Roraima, que entrou em operação comercial no primeiro semestre de 2022, além da receita com condensado na região.

Os custos fixos apresentaram um aumento de 69,3% em relação ao 4T21, devido, basicamente, ao maior quadro de funcionários em função do início das atividades de *Upstream* no Amazonas, além da mobilização para o desenvolvimento do Campo de Gavião Preto no Complexo Parnaíba.

Os custos variáveis apresentaram redução de 50,0%, resultado do menor nível de despacho das usinas neste trimestre comparado ao 4T21, em um cenário de preços de referência estáveis.

Adicionalmente, as despesas operacionais, excluindo poços secos, apresentaram crescimento na comparação dos períodos em função das despesas com G&G relacionadas à campanha sísmica, iniciada ainda em 2022, com a aquisição de 5 mil km de sísmicas 2D.

Por fim, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento totalizou R\$ 55,3 milhões no 4T22, uma redução de 85,3% em relação ao reportado no 4T21, além dos quais R\$ 6,3 milhões se referem à atividade de *Upstream* no Azulão, para atendimento à UTE Jaguatirica II. Esse impacto se dá, sobretudo, em função da redução da receita de arrendamento variável, conforme explicado na seção anterior.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda e, a partir do mês de março de 2022, também são somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em gás e energia para clientes finais.

| DRE - Comercialização | (R\$ milhões) | | | | | |
|--|---------------|---------|------------|-----------|---------|----------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Líquida | 762,5 | 179,0 | 326,0% | 2.158,2 | 550,2 | 292,3% |
| Custos Operacionais | (705,7) | (130,2) | 442,1% | (1.941,8) | (504,8) | 284,7% |
| Energia Elétrica Comprada para Revenda | (702,8) | (130,1) | 440,2% | (1.939,2) | (504,5) | 284,3% |
| Outros | (2,9) | (0,1) | N/A | (2,6) | (0,2) | N/A |
| Despesas Operacionais | (8,1) | (3,5) | 132,3% | (34,9) | (10,3) | 238,4% |
| SG&A | (7,8) | (3,5) | 124,3% | (32,9) | (10,3) | 221,3% |
| Depreciação e Amortização | (0,3) | (0,0) | N/A | (1,9) | (0,0) | N/A |
| Outras receitas/despesas | (0,4) | 0,0 | N/A | (1,7) | 0,0 | N/A |
| Equivalência Patrimonial | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 48,5 | 45,3 | 7,0% | 181,7 | 35,2 | 416,8% |
| % Margem EBITDA | 6,4% | 25,3% | -19,0 p.p. | 8,4% | 6,4% | 2,0 p.p. |

Ao final do ano de 2021, a Companhia passou a contabilizar o impacto contábil não caixa da variação da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia da Comercializadora, até então registrada no resultado financeiro, no resultado operacional (compondo a linha de Receita Operacional Líquida) do segmento de Comercialização. Para fins de melhor compreensão, a tabela a seguir resume a variação da posição MtM dos contratos futuros de energia da Comercializadora nos últimos trimestres. É importante ressaltar que o impacto na receita operacional no 4T21, positivo em R\$ 30,9 milhões, reflete não apenas o resultado do total do MtM daquele trimestre, como a reclassificação dos valores dos demais trimestres do ano.

| Contabilização MtM Comercializadora | (R\$ milhões) | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---------------|-------|------|--------|------|------|------|------|------|-------|
| | 1T21 | 2T21 | 3T21 | 4T21 | 2021 | 1T22 | 2T22 | 3T22 | 4T22 | 2022 |
| Impacto total MtM Comercializadora | 2,3 | (9,1) | 46,7 | (9,1) | 30,9 | 21,2 | 55,6 | 24,5 | 30,8 | 132,2 |
| Receita Operacional | - | - | - | 30,9 | 30,9 | 21,2 | 55,6 | 24,5 | 30,8 | 132,2 |
| Resultado Financeiro | 2,3 | (9,1) | 46,7 | (39,9) | - | - | - | - | - | - |

No 4T22, a variação contábil da posição MtM dos contratos futuros da Comercializadora impactou positivamente a receita operacional do segmento em R\$ 30,8 milhões. No 4T21, apesar do impacto na receita operacional dessa operação ter sido semelhante (R\$ 30,9 milhões), o valor refletiu não apenas o resultado total do MtM daquele trimestre, mas também a reclassificação dos valores dos demais trimestres de 2021, conforme explicado acima. Adicionalmente, no 4T21, houve ainda uma contrapartida

negativa no resultado financeiro em maior valor, de R\$ 39,9 milhões, de modo que o impacto total da posição MtM no lucro líquido naquele trimestre foi de -R\$ 9,1 milhões.

A receita operacional líquida do segmento atingiu R\$ 762,5 milhões no 4T22, crescimento de R\$ 583,5 milhões em relação ao 4T21. No período analisado, o aumento da receita operacional líquida do segmento foi impulsionado pela expansão do portfólio de contratos de comercialização de energia e de clientes refletindo a incorporação da Focus Energia, agregando um maior volume negociado no segmento de *Trading* da Eneva. O volume de energia comercializado totalizou 3.894 GWh no 4T22, frente ao montante de 1.401 GWh no 4T21.

Os custos operacionais do segmento apresentaram crescimento de R\$ 575,6 milhões na comparação com o 4T21, resultado do maior volume de energia comercializado no período, como reflexo da ampliação do escopo da Comercializadora com a migração dos contratos provenientes da incorporação das comercializadoras da Focus Energia.

As despesas operacionais cresceram R\$ 4,6 milhões no 4T22 versus o 4T21, basicamente devido ao aumento de *headcount* e a gastos administrativos relacionados ao escopo de atuação do segmento.

O EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 48,5 milhões no 4T22, frente ao resultado de R\$ 45,3 milhões contabilizado no 4T21, refletindo o maior volume comercializado no período. Como explicado acima, o EBITDA da Comercializadora no 4T21 foi impactado pelo lançamento de R\$ 30,9 milhões efetuado como ajuste contábil da posição MtM dos contratos futuros naquela linha. No entanto, foi contabilizada contrapartida negativa em valor superior para zerar os saldos anteriores anteriormente classificados no Resultado Financeiro. Portanto, caso fosse considerando o impacto líquido total das operações MtM da Comercializadora no 4T21, de -R\$ 9,1 milhões, que não foi contabilizado apenas no EBITDA naquele trimestre para permitir o reajuste do saldo dos trimestres anteriores, o EBITDA da Comercializadora teria totalizado R\$ 36,3 milhões no 4T21.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. A ENEVA S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas. Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* separadamente.

A partir do mês de março de 2022, também foram incorporados os resultados obtidos pela aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. realizada em 11 de março de 2022.

| DRE - Controladora e Outros | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Líquida | 0,0 | 0,2 | -72,5% | 0,2 | 0,8 | -76,6% |
| Custos Operacionais | (14,1) | (0,5) | 2528,4% | (35,2) | (1,8) | 1908,7% |
| Depreciação e Amortização | 0,1 | (0,1) | N/A | (0,3) | (0,1) | 93,8% |
| Despesas Operacionais | (172,8) | (100,0) | 72,8% | (478,3) | (322,0) | 48,5% |
| SG&A | (109,7) | (79,2) | 38,5% | (317,1) | (185,4) | 71,1% |
| Despesas com SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP) | (53,7) | (14,4) | 273,9% | (128,7) | (110,7) | 16,3% |
| Depreciação e Amortização | (9,5) | (6,5) | 45,8% | (32,5) | (26,0) | 25,2% |
| Outras receitas/despesas | (106,5) | (1,5) | N/A | 200,3 | 14,8 | 1257,9% |
| EBITDA ex Equivalência | (284,0) | (95,3) | 197,9% | (280,2) | (282,1) | -0,7% |
| Itens Não Recorrentes | (131,1) | (6,0) | | 143,9 | 2,0 | |
| Bônus de Performance | (27,0) | - | | (27,0) | - | |
| Despesas com Integração | (4,1) | - | | (28,1) | - | |
| Despesas e Fees de Sucesso M&A | (48,0) | (6,0) | | (87,0) | (20,0) | |
| Ajuste ao Valor Justo e Write-off Mais-Valia CGHs | (52,0) | - | | (52,0) | - | |
| Compra Vantajosa Focus | - | - | | 122,0 | - | |
| Compra Vantajosa CGTF | - | - | | 216,0 | - | |
| Créditos PIS/COFINS | - | - | | - | 10,0 | |
| Exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins | - | - | | - | 12,0 | |
| EBITDA Recorrente ex Equivalência | (152,9) | (89,3) | 71,1% | (424,1) | (284,1) | 49,3% |

¹ A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

No 4T22, os custos operacionais totalizaram R\$ 14,1 milhões, devido basicamente aos custos com Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia elétrica associados às SPEs da UFV Futura I.

No período, as despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 63,3 milhões. Desse total R\$ 53,7 milhões se referem a despesas relacionadas aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), sendo R\$ 27,0 milhões relacionado à bônus de performance, sendo destacado, portanto, em Itens Não Recorrentes na tabela acima. É importante observar que, do valor total da rubrica de Despesas com SOP/ILP, apenas R\$ 6,8 milhões são desembolsos de caixa para pagamentos de encargos trabalhistas incorridos com o exercício dos planos que maturaram no período.

O resultado do segmento também foi impactado por maiores dispêndios com pessoal devido ao aumento do *headcount* e um ajuste na provisões de bônus e PLR com o cumprimento integral das metas da, além de maiores despesas com consultorias para fazer frente à estratégia de crescimento da Companhia, a

exemplo dos valores incorridos com consultorias jurídicas e financeiras no processo de avaliação dos campos de água profunda localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas, além de maiores gastos com TI, viagens e publicidade em relação ao 4T21. Adicionalmente, no trimestre foram registradas despesas relacionadas a consultorias financeiras e jurídicas que assessoraram projetos de M&A e integração de Celse e de CGTF, que somaram R\$ 52,1 milhões, destacado na planilha acima em Itens Não Recorrentes, sendo R\$ 4,1 milhões alocados em SG&A e R\$ 48,0 milhões em Outras Receitas/Despesas.

Esta rubrica de Outras Receitas/Despesas também incluiu, no 4T22, o impacto no valor de R\$ 52,0 milhões do ajuste ao valor justo e mais valia contabilizados pela venda das CGHs adquiridas da Focus, no contexto da incorporação desta empresa pela Eneva, em março de 2022.

Excluindo esses efeitos não recorrentes explicitados acima e a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), o EBITDA do segmento totalizou um valor negativo de R\$ 152,9 milhões no trimestre, comparado ao valor negativo de 89,4 milhões no 4T21.

Resultado Financeiro Consolidado

| Resultado Financeiro | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|------------------|----------------|---------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receitas Financeiras | 83,2 | 42,5 | 95,9% | 390,0 | 132,8 | 193,8% |
| Receitas de aplicações financeiras | 75,4 | 34,7 | 117,2% | 358,0 | 81,2 | 340,9% |
| Multas e juros recebidos | 2,6 | 4,9 | -46,3% | 10,8 | 42,0 | -74,2% |
| Juros sobre debêntures | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Outros | 5,2 | 2,9 | 79,2% | 21,2 | 9,6 | 120,5% |
| Despesas Financeiras | (524,7) | (90,0) | 483,0% | (1.181,6) | (262,4) | 350,4% |
| Multas e juros de mora | 1,5 | (0,1) | N/A | (6,2) | (2,5) | 149,9% |
| Encargos de dívida ¹ | (104,0) | (3,2) | 3155,6% | (140,9) | (12,9) | 989,3% |
| Juros sobre provisão de abandono | (3,8) | (7,7) | -51,0% | (19,4) | (24,9) | -21,9% |
| Comissões e corretagens financeiras | (42,1) | (1,1) | 3782,2% | (50,3) | (4,0) | 1153,1% |
| IOF/IOC | (2,6) | (2,5) | 4,9% | (9,5) | (5,3) | 78,6% |
| Juros sobre debêntures | (288,8) | (63,5) | 354,9% | (722,1) | (174,6) | 313,6% |
| Outros | (84,9) | (11,9) | 614,3% | (233,2) | (38,2) | 511,1% |
| Variação cambial e monetária líquida | 93,1 | (64,8) | N/A | 78,5 | (59,6) | N/A |
| Perdas/ganhos com derivativos | (47,0) | (39,9) | 17,8% | (54,1) | 2,7 | N/A |
| Resultado Financeiro Líquido | (395,4) | (152,2) | 159,7% | (767,2) | (186,5) | 311,3% |

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

No 4T22, a Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R\$ 395,4 milhões, comparado ao resultado financeiro líquido negativo de R\$ 152,2 milhões no 4T21. A variação no período foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

- i) Aumento de R\$ 225,3 milhões na linha de despesas com Juros sobre debêntures, sobretudo em função de: (a) aumento do CDI no período (13,65% no 4T22 vs. 7,63% no 4T21) com impacto de R\$ 29,9 milhões; (b) crescimento do montante de debêntures no endividamento total com as 7ª, 8ª e 9ª emissões de debêntures simples, com impacto de R\$ 110,6 milhões no 4T22 nessa linha; (c) a entrada das debêntures da CELSE no resultado após a aquisição da empresa, cujas despesas com juros sobre debêntures de R\$ 73,1 milhões no 4T22; e (d) também com o início do impacto no resultado financeiro das debêntures ENEV16 e ENEV26 (com lastro de financiamento no Projeto Azulão-Jaguatirica) e da debênture ENEV32 (com lastro de financiamento do Projeto Parnaíba V), com impacto total de R\$ 11,7 milhões no resultado nessa linha 4T22, após o início da operação comercial dos referidos projetos no 1S22 e em novembro de 2022, cujas despesas financeiras estavam sendo classificadas no imobilizado em andamento até então¹³;
- ii) Aumento de R\$ 100,8 milhões na linha de despesas com Encargos de dívida, sobretudo refletindo a entrada do fluxo da dívida da CELSE no resultado consolidado da Companhia após a inclusão do processo de aquisição. Do montante total no 4T22, R\$ 83,9 milhões de despesas com encargos foram referentes aos encargos relativos aos financiamentos da CELSE com o IFC, IADB e das debêntures captadas na CELSE em 2018. Os demais R\$ 18,2 milhões foram referentes aos encargos relacionados às dívidas do BNB e do BASA, captados, respectivamente, para os projetos Parnaíba V e Azulão Jaguatirica, que, após entrarem em operação em 2022, passaram a ter seus juros, correções monetárias e encargos contabilizados no resultado financeiro, o que

¹³ Esta capitalização está de acordo com a Norma Contábil CPC 20, que permite, durante o período de implantação dos projetos, a reclassificação de juros, correção monetária e encargos para o imobilizado em andamento, até o período de início da operação.

ainda não acontecia no 4T21, uma vez que essas despesas estavam sendo classificadas no imobilizado em andamento¹². Vale ressaltar que as linhas Juros sobre debêntures e Encargos de dívida não estão sendo impactadas pelos encargos relacionados aos financiamentos de projetos ainda não operacionais (UTE Parnaíba VI e UFV Futura I), permanecendo a classificação destes no imobilizado;

- iii) Crescimento da linha “Outros” de despesas financeiras no 4T22, principalmente devido ao impacto de R\$ 47,6 milhões de despesas de juros sobre arrendamento mercantil (IFRS 16 / CPC06) referentes ao contrato de arrendamento do navio *Floating Storage Regasification Unit* (“FSRU”) fretado pela UTE Porto de Sergipe I.

Vale destacar também que, desde o 3T22, estão sendo contabilizados na linha de Outras despesas financeiras a variação do valor justo das debêntures, como resultado das operações de derivativos (swaps) contratadas no 3T22 para conversão da exposição de cerca de R\$ 3,1 bilhões de financiamentos emitidos com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI. Com esses instrumentos, a Companhia assumiu posições passivas em CDI e posições ativas em IPCA. No 4T22, o efeito da variação do valor justo das debêntures no resultado financeiro totalizou uma redução de R\$ 40,6 milhões nessa linha. É importante destacar que o impacto total da variação do valor justo das debêntures foi de R\$ 108,9 milhões no 4T22, e a diferença para os R\$ 40,6 milhões destacados, a saber, R\$ 68,3 milhões, foi classificada no Ativo (Imobilizado em andamento), por tratar-se de parcela direcionada para projetos que ainda estão em implantação.

- iv) Aumento de R\$ 7,1 milhões nas perdas com derivativos na comparação com o 4T21. O valor de -R\$ 39,9 milhões registrado no 4T21 reflete o lançamento contábil realizado naquele trimestre para permitir a reclassificação da posição marcada a mercado dos contratos futuros de comercialização de energia nos trimestres anteriores de 2021, que anteriormente era classificada em “Perdas e ganhos com derivativos”, para a Receita Operacional, conforme explicado no segmento de Comercialização. Por sua vez, no 4T22 a linha de perdas com derivativos foi impactada pelo valor justo dos swaps contratados no 3T22, que gerou um efeito líquido negativo total de R\$ 47,0 milhões, como resultado da variação da curva de marcação a mercado dos indicadores CDI e IPCA. Vale observar que, ao final de dezembro de 2022, a variação total do swap das debêntures foi de -R\$ 120,9 milhões comparada ao 3T22, sendo a diferença para os -R\$47,0 milhões mostrados, ou seja, -R\$ 73,9 milhões, classificada no Ativo (Imobilizado em andamento) por se referir a projetos ainda não operacionais.

A redução do resultado financeiro líquido no 4T22 comparado ao 4T21 foi parcialmente mitigada pelos efeitos abaixo descritos:

- i) Impacto positivo de R\$ 93,1 milhões na linha “Variação cambial e monetária líquida” no 4T22 versus o montante negativo de R\$ 64,8 milhões no 4T21 (+R\$ 157,9 milhões no 4T22 frente ao 4T21), principalmente devido ao impacto de R\$ 125,2 milhões referentes à variação cambial contabilizada incidente sobre o arrendamento do navio FSRU da UTE Porto de Sergipe I;
- ii) Aumento de R\$ 40,5 milhões na linha de receitas de aplicações financeiras frente ao montante do 4T21, em função do aumento da posição de caixa e do crescimento do CDI médio no período.

Investimentos

| Capex | (R\$ milhões) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| | 1T21 | 2T21 | 3T21 | 4T21 | 2021 | 1T22 | 2T22 | 3T22 | 4T22 | 2022 |
| Geração a Carvão | 3,1 | 14,3 | 11,2 | 28,8 | 57,5 | 3,9 | 5,8 | 17,7 | 34,5 | 61,8 |
| Pecém II | (0,6) | 1,5 | 4,6 | 14,5 | 20,0 | 0,7 | 1,9 | 15,4 | 13,9 | 31,9 |
| Itaqui | 3,7 | 12,8 | 6,6 | 14,3 | 37,5 | 3,1 | 3,9 | 2,3 | 20,6 | 29,9 |
| Geração a Gás | 39,0 | 15,5 | 57,3 | 26,9 | 138,7 | 13,6 | 99,4 | 19,1 | 45,0 | 177,2 |
| Parnaíba I ¹ | 41,4 | 0,4 | 6,4 | 11,1 | 59,4 | (2,8) | 3,0 | 3,8 | 21,4 | 25,4 |
| Parnaíba II ² | 3,8 | 6,7 | 49,9 | 13,1 | 73,4 | 16,3 | 76,3 | 11,3 | 19,1 | 122,9 |
| Parnaíba III ² | 0,8 | 2,9 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 0,1 | 2,7 | 0,2 | 0,3 | 3,2 |
| Parnaíba IV ² | (7,0) | 5,5 | 1,0 | 2,6 | 2,1 | 0,1 | 17,4 | 3,9 | 4,3 | 25,7 |
| Parnaíba V | 124,7 | 63,4 | 97,6 | (5,9) | 279,8 | 15,9 | 21,2 | 58,9 | 36,4 | 132,3 |
| Parnaíba VI ³ | - | - | 7,7 | 31,8 | 39,5 | 83,2 | 43,4 | 41,3 | 61,7 | 229,7 |
| Azulão-Jaguatirica | 199,5 | 225,1 | 166,5 | 119,4 | 710,5 | 92,6 | 68,7 | 33,7 | 88,7 | 283,7 |
| Complexo Azulão | - | - | - | - | - | - | 0,5 | 4,0 | 77,0 | 81,5 |
| Futura 1 ⁴ | - | - | - | - | - | 1.386,9 | 433,6 | 112,6 | 149,4 | 2.082,4 |
| Upstream | 39,7 | 132,8 | 154,6 | 180,5 | 507,7 | 143,4 | 158,7 | 153,3 | 110,8 | 566,1 |
| Desenvolvimento | 30,7 | 95,2 | 108,4 | 102,1 | 336,4 | 69,8 | 101,9 | 91,6 | 77,9 | 341,2 |
| Exploração | 9,0 | 37,6 | 46,2 | 78,4 | 171,3 | 73,6 | 56,8 | 61,7 | 32,9 | 225,0 |
| Comercialização GNL | - | - | - | - | - | - | 22,0 | 18,6 | 65,9 | 106,5 |
| Holding e Outros | 1,5 | 2,1 | 3,7 | 6,7 | 13,9 | 2,8 | 18,4 | 27,8 | 25,3 | 74,3 |
| Total | 407,4 | 453,2 | 498,6 | 388,3 | 1.747,5 | 1.742,2 | 871,8 | 486,9 | 694,7 | 3.795,5 |

Valores acima referem-se à visão de capex econômico (competência).

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em janeiro/20.

2 - O capex de cada uma das usinas Parnaíba II, III e IV é apresentado separadamente. Conforme reestruturação societária anunciada no 4T18, as SPEs Parnaíba III e Parnaíba IV foram incorporadas na SPE Parnaíba II.

3 - A UTE Parnaíba VI é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA se iniciará em janeiro de 2025. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao de Parnaíba III.

4 - A usina solar Futura 1 foi adquirida pela Eneva S.A. após a conclusão da incorporação da Focus Energia Holding S.A. em mar/22. Os valores investidos anteriormente ao 1T22 não serão apresentados pela Eneva S.A. uma vez que não será feito um pro-forma.

Os investimentos da Companhia totalizaram R\$ 694,7 milhões no 4T22. Deste montante, 22% foi destinado à conclusão da construção da usina solar Futura 1. No trimestre, foi finalizada a instalação dos módulos dos inversores e das canaletas de drenagem, realizou-se a energização do trafos da subestação, e conclui-se o comissionamento da planta. A usina aguarda agora apenas a aprovação regulatória para iniciar a operação comercial.

Adicionalmente, do total de capex realizado no trimestre, 29% foram destinados a outros três projetos em construção:

- (i) UTE Parnaíba VI, que possui início da operação comercial previsto para 4T24. Os principais avanços na obra, no trimestre, foram a montagem do sistema hidráulico da turbina, o início da pré-montagem do *Diverter Damper* e início da montagem do primeiro módulo da caldeira de recuperação de calor;
- (ii) Complexo Azulão 950 MW, que possui início da operação previsto conforme contratos firmados em Leilões da Aneel. O projeto se encontra em fase de terraplanagem e contratação de fornecedores;
- (iii) Plantas de liquefação de gás no Maranhão para atendimento aos contratos de venda de GNL à Suzano e Vale. No trimestre, foi iniciado o processo de terraplanagem e a fabricação dos *LNGs storage vessels* pela empresa responsável, a Cosmodyne. A conclusão do projeto está de acordo com o início dos prazos de vigência dos contratos.

No trimestre, destaca-se ainda os investimentos de Azulão-Jaguatirica, que totalizaram R\$ 88,7 milhões no trimestre, sendo cerca de R\$ 57 milhões referentes à compra de cinco *cryoboxes* extras, além dos equipamentos de apoio e serviços para instalação dos mesmos no site; R\$ 13 milhões referentes ao contrato de manutenção de longo prazo com o fornecedor da turbina; R\$ 4,1 milhões direcionados às atividades de E&P no Azulão, R\$ 2,0 milhões para pagamentos ao fornecedor do motor da auto-produção e os demais valores direcionados para uma série de melhorias adicionais realizadas no site, como obras para expansão do almoxarifado, pavimentação,.

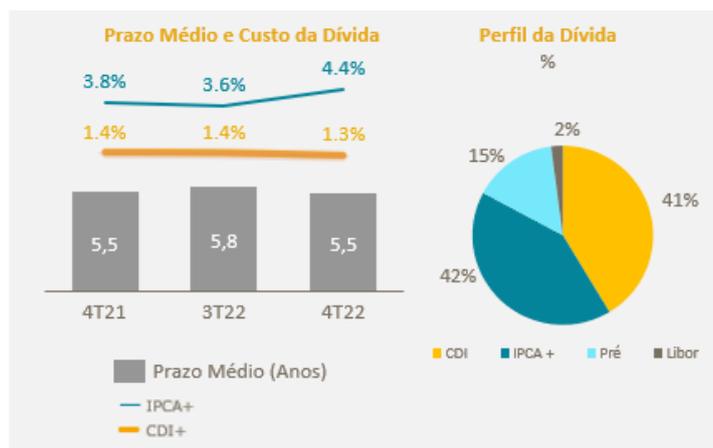
Já o segmento de *Upstream* foi responsável por 15% dos investimentos totais do trimestre, atingindo R\$ 110,8 milhões. Desse montante, R\$ 32,9 milhões estão associados às campanhas exploratórias nas bacias do Parnaíba e do Amazonas, com a perfuração do poço exploratório ENV-38-MA no Parnaíba e com a retomada do cronograma de perfurações em 2023 no Amazonas. Adicionalmente, R\$ 77,9 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos campos de gás da Companhia no Complexo Parnaíba: Gavião Tesoura (R\$ 27,1 milhões), Gavião Caboclo (R\$ 15,9 milhões), Gavião Preto (R\$ 13,8 milhões), Gavião Carijó (R\$ 10,8 milhões) e Gavião Real (R\$ 3,5 milhões). Foram concluídas as perfurações dos poços de desenvolvimento 7-GVC-7D-MA_NC, em Gavião Caboclo, 7-GVCA-1D-MA, em Gavião Carijó, e 7-GVP-9-MA, em Gavião Preto.

Na geração a carvão, destacam-se os investimentos relacionados à aquisição da nova correia transportadora para a UTE Pecém II com previsão de substituição no decorrer do ano de 2023, além da conclusão da recuperação da estrutura e troca de enchimento da torre de exaustão.

Na linha de *Holding* e Outros, os investimentos se concentraram no desenvolvimento do Terminal Portuário de Macaé e em projetos e infraestrutura de TI.

Endividamento

Ao final de dezembro de 2022, a dívida bruta consolidada¹⁴ (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizava R\$ 18.605 milhões, comparada à dívida de R\$ 14.622 milhões registrada no terceiro trimestre de 2022, e de R\$ 7.747 milhões registrada no final de dezembro de 2021¹². Esse aumento foi principalmente em função da conclusão do processo de aquisição CELSE, com a consolidação das dívidas da adquirida na Eneva S.A..



Ao final do 4T22, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,5 anos. O *spread* médio para as dívidas indexadas ao IPCA¹⁵ era de 4,43%, um aumento de 79 *basis points* (bps) em relação ao 3T22. Já o *spread* médio das dívidas indexadas ao CDI¹³ recuou 12 bps, totalizando 1,27% acima do CDI no 4T22. É importante destacar que os custos médios da dívida consolidada refletem os swaps contratados no 3T22, assim como a dívida proveniente da CELSE com a conclusão da aquisição no 4T22.

Evolução da Dívida Bruta¹²

(R\$ Milhões)



Ao final de setembro de 2022, antes do *closing* da operação da aquisição, o saldo da dívida da CELSE totalizava R\$ 6,2 bilhões, composta por R\$ 3,1 bilhões de debêntures captadas em 2018 com prazo de amortização de principal até 2032 e por cinco contratos de financiamento totalizando R\$ 3,1 bilhões firmados com bancos e organismos multilaterais (International Finance Corporation, Inter-American Development Bank, IDB Invest, ECG e GE Capital). No âmbito do acordo das condições de pagamento entre Eneva e CELSE, foram liquidados antecipadamente R\$ 882,2 milhões referentes ao financiamento obtido com a GE Capital, integralmente liquidado no processo de compra, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa. Ao final do 4T22, a dívida da CELSE somava R\$ 5,1 bilhões, refletindo o pré-pagamento realizado no trimestre e as adições e amortizações de principal e juros das debêntures e demais financiamentos remanescentes no trimestre.

¹⁴ Dívida bruta considera, além do principal, juros acruados até o momento, custos de transação, depósitos vinculados e marcação a mercado. Adicionalmente, a partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos *covenants* das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada.

¹⁵ O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e LIBOR e o custo em IPCA+ inclui também taxa pré fixada.

Ao longo do 4T22 foram também desembolsados R\$ 88,6 milhões do contrato de financiamento junto ao BNB para a construção da UTE Parnaíba V. Com isso, a Companhia concluiu os desembolsos previstos no contrato de R\$ 842,6 milhões com o BNB.

Foram desembolsados também no trimestre R\$ 22,4 milhões referentes ao contrato firmado junto ao FDNE destinado ao desenvolvimento e construção do projeto UTE Parnaíba VI, cuja condições de financiamento incluem taxa atrelada a IPCA+ 3,38% a.a., prazo de vigência de 11,7 anos, com 3,5 anos de carência. Até o final do 4T22, já havia sido desembolsado um total de R\$ 100,4 milhões do total previsto no contrato de R\$ 274,2 milhões.

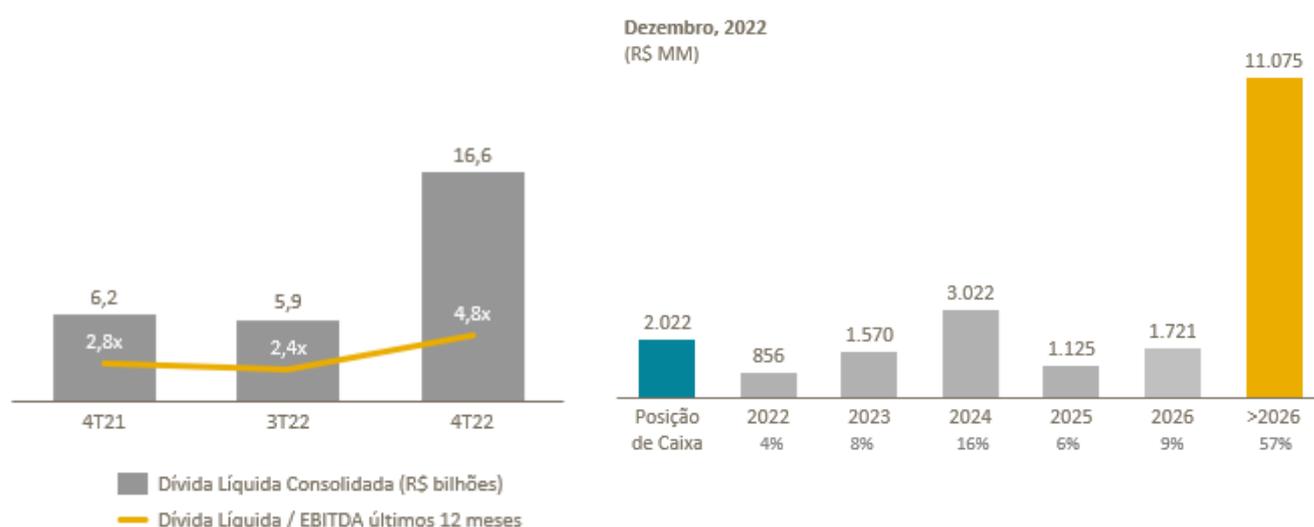
No final do 4T22, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 2.022 milhões, redução de R\$ 6.931 milhões em relação à posição registrada no final de setembro de 2022 refletindo, como explicado anteriormente, os pagamentos realizados para conclusão da aquisição da CELSE. Este montante não contempla o saldo em depósitos vinculados no passivo aos contratos de financiamento da Companhia, no valor de R\$ 898,2 milhões, já incluído no montante reportado de dívida bruta.

A dívida líquida consolidada¹³ totalizou R\$ 16.583 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA^{13, 16} de 4,8x nos últimos 12 meses.

Vale ainda destacar que a Companhia aprovou em 2022 junto ao seus credores, no âmbito das emissões de Debêntures da Eneva S.A. e de Parnaíba II (“Debêntures¹⁸”), que continham *covenants* financeiros vinculados ao indicador da relação dívida líquida/EBITDA consolidado, uma revisão do seus limites máximos até o 2T24. O limite máximo, que antes era de 4,5x, foi revisado para 6,5x até o final do 2T23, reduzindo para 5,5x entre o 3T23 e o final do 4T23 e, em seguida, para 5,0x entre o 1T24 e o final do 2T24, retornando para o limite máximo de 4,5x a partir do 3T24, conforme originalmente previsto nas escrituras de emissão das Debêntures.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem^{13,14,15}

Cronograma de Vencimento da Dívida (Principal)



¹⁶ A relação de 4,8x de Dívida Líquida/EBITDA no 4T22 considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-incorporação, da Focus Energia, CGTF e CELSE, conforme condições de alteração de *covenant* aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

¹⁸ Emissões Eneva S.A. consideradas são 2ª emissão (1ª e 2ª séries), 3ª emissão (série única), 5ª emissão (série única), 6ª emissão (1ª e 2ª séries) e 7ª emissão (série única) e emissão Parnaíba II considerada é 3ª emissão (2ª e 3ª séries).

Mercado de Capitais

| ENEV3 | 4T22 | 3T22 | 4T21 | 12 meses |
|--|---------------|---------------|---------------|----------|
| Nº de ações - final período | 1.584.446.224 | 1.584.166.909 | 1.266.339.183 | - |
| Cotação fechamento - final período (R\$/ação) | 11,93 | 14,15 | 14,15 | - |
| Ações negociadas (MM) - média diária | 10,6 | 8,2 | 5,9 | 8,4 |
| Volume financeiro (R\$ MM) - média diária | 124,0 | 101,9 | 79,2 | 102,0 |
| Valor de mercado - final período (R\$ MM) ¹ | 18.902 | 22.416 | 17.919 | - |
| Enterprise value - final período (R\$ MM) ² | 35.485 | 28.340 | 24.151 | - |

¹ Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

² Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

Composição Acionária

Em 07 de outubro de 2022, conforme anunciado em Aviso aos Acionistas divulgado ao mercado naquela data, foi realizado um aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 279.315 novas ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinados administradores no âmbito do Terceiro Plano de Opções de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, aprovado em AGE realizada em 2 de agosto de 2016.

Dessa forma, o capital social da ENEVA, passou a totalizar 1.584.446.224 ações ordinárias, com 99,52% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA

31 de dezembro de 2022



Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

Destaques nos pilares Ambiental, Social e de Governança no quarto trimestre:

- Evolução de C para B na avaliação do questionário do CDP de Mudanças Climáticas e manutenção da nota B no questionário de Segurança Hídrica;
- Inclusão da Eneva na carteira de 2023 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3)
- Realização do Caminhão ODS no Norte, com o objetivo de levar o conhecimento dos ODS para a cidade com a participação de 6.059 pessoas.

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação do Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao quarto trimestre de 2022. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

| Principais Indicadores ESG | | | | | | |
|---|---|-----------|-----------|-----------|---------|---------------|
| Esfera | Indicadores | 4T22 | 3T22 | 2T22 | 1T22 | 2021 |
| | Capacidade de geração instalada por fonte (MW) | 4.462 | 4.218 | 2.298 | 2.298 | 2.157 |
| | Carvão | 725 | 725 | 725 | 725 | 725 |
| | Gás ¹ | 3.874 | 1.896 | 1.569 | 1.569 | 1.428 |
| | Renováveis | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,20 |
| | Uso de combustível para produção de energia ^(*) | | | | | |
| Operações | Carvão (ton/MWh) ² | - | - | - | - | 0,39 |
| | Gás (m ³ /MWh) ² | 208,11 | 239,94 | 239,68 | 302,02 | 248,06 |
| | Eficiência (%) ^{3,4} | | | | | |
| | Itaqui | N/A | N/A | N/A | N/A | 37% |
| | Pecem II | N/A | N/A | N/A | N/A | 36% |
| | Parnaíba I | 57% | 35% | 35% | N/A | 35% |
| | Parnaíba III | 56% | 53% | 54% | N/A | 54% |
| | Parnaíba IIII | N/A | 36% | 36% | N/A | 36% |
| | Parnaíba IV | 43% | 43% | 42% | N/A | 42% |
| | Jaguatirica II | 49% | 48% | 44% | - | - |
| Meio Ambiente | Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 [tCO2e] ⁶ | 674.580 | 800.740 | 417.684 | 17.853 | 7.346.526 |
| | Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (eficiência) [tCO2e/MWh] | 0,5 | 0,43 | 0,47 | 0,53 | 0,60 |
| | Captação de Água Nova [m ³] ^{5,6} | 3.311.895 | 2.879.543 | 1.943.799 | 657.734 | 16.264.631 |
| | Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh] | 1,76 | 1,60 | 1,79 | N/A | 1,32 |
| | Consumo de Água Nova [m ³] ^{5,6} | 2.916.137 | 2.572.257 | 1.561.895 | 445.416 | 10.021.563,00 |
| | Reuso de água [m ³] | 20.477 | 19.636 | 6.210 | 2.477 | 105.871,00 |
| | Geração de Efluentes Industriais [m ³] ^{5,6} | 448.899 | 335.475 | 448.251 | 276.828 | 7.448.913,00 |
| Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh] | 0,24 | 0,19 | 0,48 | N/A | 0,61 | |
| Saúde & Segurança ⁷ | Fatalidades | - | - | - | - | - |
| | Taxa de Fatalidade (FAT) | - | - | - | - | - |
| | Afastamento por acidente | 1 | 6 | 2 | 2 | 9 |
| | Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁸ | 0,24 | 1,18 | 0,44 | 0,58 | 0,60 |
| Colaboradores | Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR) | 1,45 | 3,35 | 1,97 | 1,44 | 2,55 |
| | Número total de colaboradores próprios | 1.489 | 1.349 | 1.280 | 1.229 | 1.165 |
| | % de mulheres na força de trabalho própria | 24% | 23% | 21% | 21,00% | 22,00% |
| | Turnover voluntário (%) | 1,10% | 1,60% | 2,11% | 1,63% | 6,35% |
| | Número total de colaboradores terceiros | 4.099 | 6.096 | 6.579 | 6.693 | 4.566 |
| Responsabilidade Social | Investimentos não-incentivados (R\$ M) | 0,29 | 0,21 | 0,43 | 0,17 | 1,60 |
| | Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M) | 6,08 | 0,45 | 0,69 | 0,00 | 2,24 |
| | Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$M) | 0,65 | 0,49 | 0,39 | 0,23 | 1,84 |
| Governança | Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados | - | - | - | - | - |
| | Número de violações do Código de Conduta reportadas no canal de denúncia | 1 | - | 1 | 1 | 22 |

(*) Devido à representatividade da quantidade de combustível consumido para as atividades de geração de energia em relação ao total consumido pela companhia, optou-se por divulgar esse dado a partir do 1T21

¹ Capacidade instalada adicional em 2022 referente a Jaguatirica II, Parnaíba V, HUB Sergipe e CGTF

² Os valores anteriores foram atualizados após revisão das operações

³ Valor não aplicáveis são explicados pelo não despacho de energia das usinas a carvão e a gás no 4T22

⁴ Eficiência = 3600/net heat rate

⁵ Dados aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P

⁶ Valor do 4T22 atualizado após fechamento do trimestre

⁷ Números consideram apenas acidentes típicos

⁸ Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco

Eventos Subsequentes ao 4T22

- **Efetivação da mudança de presidência:** em 02 de janeiro de 2022, o Sr. Lino Lopes Cançado assumiu o cargo de Diretor Presidente da Companhia, em substituição ao Sr. Pedro Zinner. O Sr. Lino se juntou ao time da Eneva em 2015, como COO da Parnaíba Gás Natural, então braço de E&P da operação integrada de geração da Companhia. A partir de 2018, passou a ocupar o cargo de Diretor Executivo de Operações, Engenharia e E&P da Eneva.
- **Recebimento de Carta de Acionistas solicitando alteração do Estatuto Social da Companhia e Realização de AGE para aprovação da solicitação:** em 02 de janeiro de 2023, a Eneva recebeu carta de acionistas da Companhia, titulares em conjunto de 17,21% do capital social àquela data, solicitando ao Conselho de Administração a avaliação e posterior submissão de uma proposta de alteração do Estatuto Social da Companhia. A reforma deste documento foi submetida à aprovação da Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 01 de março de 2023, tendo sido aprovadas as seguintes deliberações na ocasião: (i) por maioria dos votos proferidos, a proposta de reforma ao Estatuto Social da Eneva apresentada por acionistas da Companhia, e, conseqüentemente, a consolidação do Estatuto Social para refletir tal reforma; e (ii) por unanimidade dos votos proferidos, a proposta de reforma ao Estatuto Social da Eneva apresentada pela administração da Companhia, conforme descrita na Proposta da Administração e, conseqüentemente, a consolidação do Estatuto Social para refletir tal reforma. O novo Estatuto Social refletindo as alterações aprovadas está disponível no website de RI da Eneva.
- **Aquisições de Participação Acionária Relevante:** em 04 de janeiro de 2023, a Eneva recebeu correspondência da Partners Alpha Investments LLC, informando que passou a deter o total de 79.958.246 ações ordinárias, o correspondente a 5,05% do total das ações ordinárias de emissão da Companhia. Em 03 de fevereiro de 2023, a Eneva recebeu correspondência da Atmos Capital Gestão de Recursos Ltda, informando que passou a deter o total de 80.730.333 ações ordinárias, correspondendo a 5,10% do total das ações ordinárias de emissão da Companhia.
- **Indicação de chapa de candidatos ao Conselho de Administração:** em 15 de fevereiro de 2023, a Eneva deliberou, por unanimidade, a indicação de uma chapa de candidatos ao Conselho de Administração da Companhia na eleição que se realizará na próxima assembleia geral ordinária. Os integrantes da chapa são os Srs. Henri Philippe Reichstul, Renato Antônio Secondo Mazzola, Marcelo Pereira Lopes de Medeiros, Guilherme Bottura, Felipe Gottlieb, Barne Seccarelli Laureano e José Afonso Alves Castanheira.
- **Aumento do capital social decorrente de Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações:** em 02 de março de 2023, a Eneva anunciou um aumento do seu capital social, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinados administradores no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, aprovado em AGE realizada em 2 de agosto de 2016. O capital social foi aumentado em R\$1.470.400,56, passando a totalizar R\$13.262.193.182,08. Foram emitidas 126.154 ações ordinárias ao preço de emissão por ações de R\$11,6556.
- **Alteração de Formador de Mercado:** em 15 de março de 2023, a Eneva anunciou a celebração do Instrumento Particular de Contrato de Prestação de Serviços de Formador de Mercado com o BTG Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., para exercer a função de formador de mercado, pelo prazo de um ano, com o objetivo de fomentar a liquidez de ações ordinárias de emissão da

Companhia - (ENEV3) no âmbito da B3, em substituição ao contrato anterior do Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários e Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.

- **Efetivação da Incorporação de CGTF:** em 16 de março de 2023, a Eneva anunciou que foi obtida, em 15 de março de 2023, a aprovação da ANEEL para a Incorporação da CGTF pela Eneva S.A.. A referida aprovação tratava-se de condição suspensiva da Incorporação, conforme aprovado pelos acionistas da Companhia na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 21 de dezembro de 2022.

Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia.

| DRE - 4T22 (R\$ milhões) | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás Terceiros | Total Geração a Gás | Upstream | Eliminações entre Segmentos | Total Eliminações Gás/Upstream | Geração a Carvão | Comercializadora | Holding e Outros | Eliminações entre Segmentos | Total |
|------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|----------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------|-----------|
| Receita Operacional Bruta | 658,6 | 166,7 | 930,1 | 1.755,4 | 232,3 | (212,2) | 1.775,5 | 257,9 | 862,4 | 0,1 | (189,2) | 2.706,6 |
| Deduções da Receita Bruta | (65,9) | (68,2) | (143,4) | (277,4) | (44,8) | 44,0 | (278,2) | (26,6) | (99,9) | (0,0) | 17,6 | (387,1) |
| Receita Operacional Líquida | 592,8 | 98,5 | 786,7 | 1.478,0 | 187,5 | (168,2) | 1.497,3 | 231,3 | 762,5 | 0,0 | (171,6) | 2.319,6 |
| Custos Operacionais | (425,0) | (87,4) | (439,2) | (951,7) | (116,5) | 168,2 | (900,0) | (240,0) | (705,7) | (14,1) | 171,6 | (1.688,3) |
| Depreciação e amortização | (43,9) | (20,3) | (100,2) | (164,3) | (37,8) | - | (202,1) | (82,9) | - | 0,1 | - | (284,9) |
| Despesas Operacionais ¹ | (11,4) | (6,0) | (11,7) | (29,1) | (48,9) | 0,0 | (78,0) | (7,2) | (8,1) | (172,8) | (82,0) | (348,3) |
| SG&A | (11,3) | (6,0) | (4,9) | (22,2) | (6,0) | 0,0 | (28,2) | (6,9) | (7,8) | (163,3) | 0,5 | (205,8) |
| Depreciação e amortização | (0,1) | - | (6,8) | (6,9) | 0,0 | - | (6,9) | (0,3) | (0,3) | (9,5) | (82,5) | (99,6) |
| Outras receitas/despesas | (0,0) | (0,0) | 0,3 | 0,2 | (0,1) | - | 0,1 | 2,5 | (0,4) | (106,5) | (0,4) | (104,7) |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 200,5 | (200,3) | 0,2 |
| EBITDA ICVM 527/12 | 200,3 | 25,2 | 443,1 | 668,6 | 59,8 | 0,0 | 728,4 | 69,8 | 48,5 | (83,5) | (200,2) | 563,0 |
| Resultado Financeiro Líquido | (39,7) | (12,7) | (66,8) | (119,2) | (0,0) | - | (119,2) | (32,7) | 2,1 | (245,5) | (0,0) | (395,4) |
| EBT | 116,6 | (7,7) | 269,3 | 378,2 | 22,0 | 0,0 | 400,2 | (46,2) | 50,2 | (338,4) | (282,7) | (216,9) |
| Impostos Correntes | 12,8 | 1,8 | (19,2) | (4,6) | - | - | (4,6) | 4,0 | (28,0) | (0,4) | - | (29,0) |
| Impostos Diferidos | (72,1) | 0,4 | (62,3) | (133,9) | - | - | (133,9) | 1,5 | 1,2 | 184,6 | - | 53,4 |
| Participações Minoritárias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,4 | 1,4 |
| Resultado Líquido | 57,4 | (5,5) | 187,8 | 239,6 | 22,0 | 0,0 | 261,6 | (40,6) | 23,5 | (154,2) | (284,1) | (193,9) |

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

| DRE - 4T21 (R\$ milhões) | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás Terceiros | Total Geração a Gás | Upstream | Eliminações entre Segmentos | Total Eliminações Gás/Upstream | Geração a Carvão | Comercializadora | Holding e Outros | Eliminações entre Segmentos | Total |
|------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|----------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------|-----------|
| Receita Operacional Bruta | 857,5 | - | - | 857,5 | 587,1 | (577,8) | 866,8 | 862,3 | 194,1 | 0,2 | (60,7) | 1.862,7 |
| Deduções da Receita Bruta | (84,2) | (0,5) | - | (84,7) | (90,6) | 92,8 | (82,6) | (88,1) | (15,1) | (0,0) | 5,6 | (180,2) |
| Receita Operacional Líquida | 773,4 | (0,5) | - | 772,8 | 496,4 | (485,0) | 784,2 | 774,2 | 179,0 | 0,2 | (55,1) | 1.682,5 |
| Custos Operacionais | (646,9) | (0,4) | - | (647,3) | (153,8) | 485,0 | (316,1) | (613,7) | (130,2) | (0,5) | 55,6 | (1.004,9) |
| Depreciação e amortização | (42,9) | - | - | (42,9) | (48,2) | - | (91,0) | (49,8) | - | (0,1) | - | (140,9) |
| Despesas Operacionais ¹ | (3,2) | (4,9) | - | (8,1) | (35,0) | - | (43,1) | (7,5) | (3,5) | (100,0) | (4,0) | (158,2) |
| SG&A | (3,0) | (2,5) | - | (5,5) | (4,2) | - | (9,6) | (7,2) | (3,5) | (93,5) | (0,6) | (114,4) |
| Depreciação e amortização | (0,2) | (2,4) | - | (2,6) | (2,5) | - | (5,1) | (0,4) | (0,0) | (6,5) | (3,4) | (15,4) |
| Outras receitas/despesas | 18,7 | (1,9) | - | 16,8 | (0,5) | - | 16,3 | 152,7 | 0,0 | (1,5) | 0,1 | 167,5 |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 288,1 | (288,8) | (0,7) |
| EBITDA ICVM 527/12 | 184,9 | (5,3) | - | 179,7 | 357,7 | 0,0 | 537,4 | 355,8 | 45,3 | 192,7 | (288,7) | 842,5 |
| Resultado Financeiro Líquido | (62,7) | (1,2) | - | (63,8) | 0,0 | - | (63,8) | (63,7) | (39,7) | 14,3 | 0,6 | (152,2) |
| EBT | 79,2 | (8,9) | - | 70,4 | 307,1 | 0,0 | 377,5 | 242,1 | 5,6 | 200,5 | (291,6) | 534,0 |
| Impostos Correntes | (4,1) | - | - | (4,1) | - | - | (4,1) | (4,3) | (1,3) | (17,8) | - | (27,5) |
| Impostos Diferidos | (9,3) | 6,2 | - | (3,1) | - | - | (3,1) | (14,9) | (0,5) | 1,3 | - | (17,1) |
| Participações Minoritárias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (0,0) | (0,0) |
| Resultado Líquido | 65,9 | (2,7) | - | 63,2 | 307,1 | 0,0 | 370,3 | 222,9 | 3,8 | 184,0 | (291,6) | 489,4 |

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

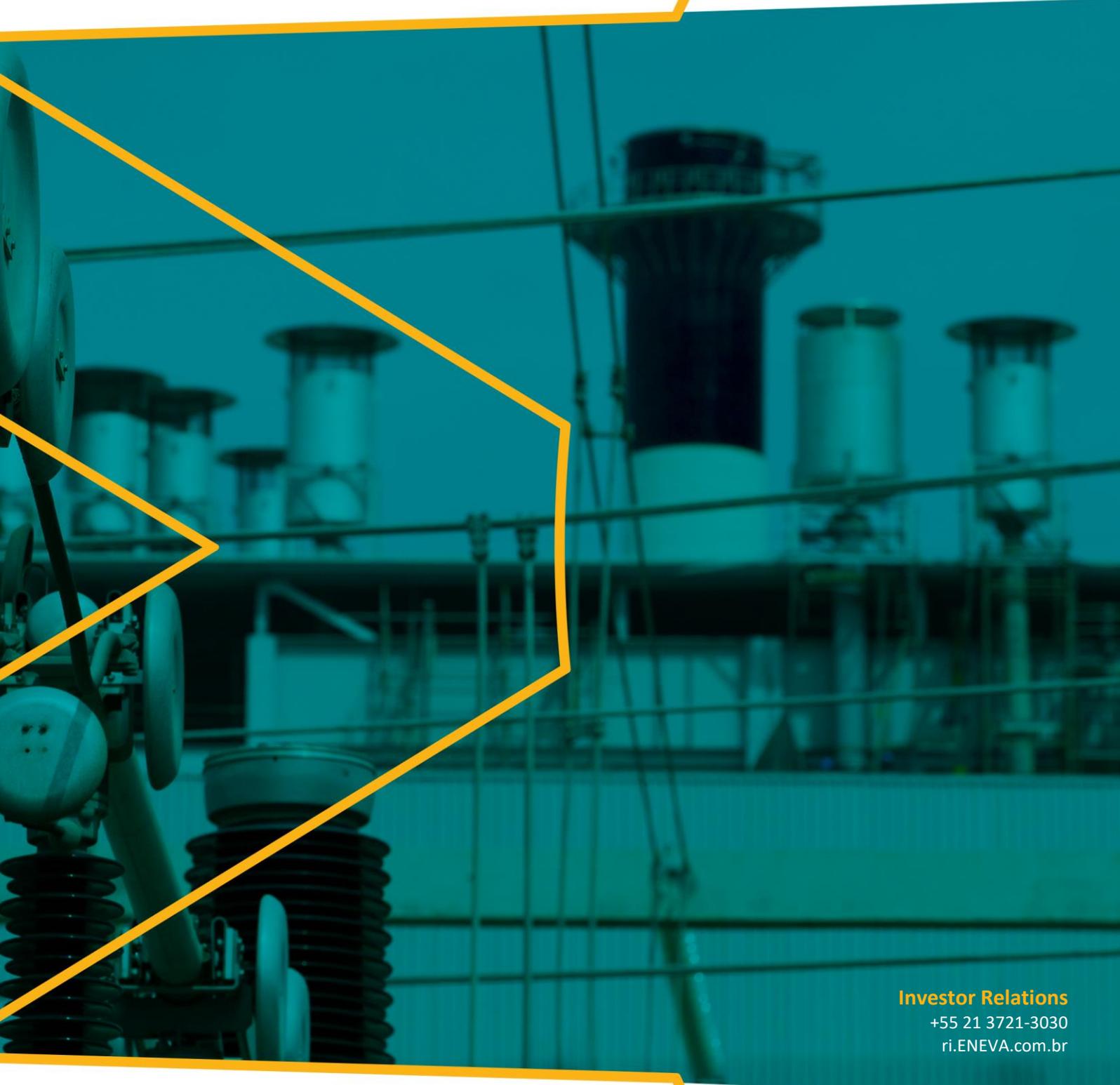
| DRE - 12M22 (R\$ milhões) | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás Terceiros | Total Geração a Gás | Upstream | Eliminações entre Segmentos | Total Eliminações Gás/Upstream | Geração a Carvão | Comercializadora | Holding e Outros | Eliminações entre Segmentos | Total |
|------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|--------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta | 2.260,0 | 498,0 | 1.118,5 | 3.876,4 | 862,8 | (803,6) | 3.935,7 | 993,6 | 2.423,1 | 0,2 | (301,6) | 7.051,0 |
| Deduções da Receita Bruta | (225,1) | (176,4) | (180,6) | (582,1) | (143,4) | 142,5 | (583,0) | (102,6) | (264,9) | (0,0) | 28,0 | (922,4) |
| Receita Operacional Líquida | 2.034,8 | 321,6 | 937,9 | 3.294,3 | 719,4 | (661,1) | 3.352,7 | 891,0 | 2.158,2 | 0,2 | (273,6) | 6.128,6 |
| Custos Operacionais | (1.443,7) | (251,9) | (528,1) | (2.223,7) | (381,2) | 661,1 | (1.943,9) | (605,1) | (1.941,8) | (35,2) | 274,7 | (4.251,3) |
| Depreciação e amortização | (173,4) | (64,0) | (106,6) | (344,0) | (115,5) | - | (459,5) | (236,1) | - | (0,3) | - | (695,9) |
| Despesas Operacionais ¹ | (34,3) | (19,6) | (13,5) | (67,4) | (154,0) | 0,0 | (221,4) | (22,6) | (34,9) | (478,3) | (94,0) | (851,1) |
| SG&A | (33,6) | (18,8) | (6,3) | (58,8) | (25,0) | 0,0 | (83,8) | (21,2) | (32,9) | (445,8) | 0,4 | (583,3) |
| Depreciação e amortização | (0,6) | (0,8) | (7,1) | (8,6) | (5,3) | - | (13,8) | (1,4) | (1,9) | (32,5) | (92,8) | (142,4) |
| Outras receitas/despesas | 43,7 | (0,0) | 0,3 | 43,9 | (0,2) | 0,1 | 43,8 | 11,5 | (1,7) | 200,3 | 1,1 | 254,9 |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 656,2 | (653,3) | 2,8 |
| EBITDA ICVM 527/12 | 774,5 | 114,9 | 510,3 | 1.399,6 | 304,9 | 0,1 | 1.704,6 | 512,4 | 181,7 | 375,9 | (652,4) | 2.122,3 |
| Resultado Financeiro Líquido | (142,5) | (41,0) | (62,5) | (246,0) | (0,1) | - | (246,1) | (140,7) | 3,7 | (384,0) | (0,0) | (767,2) |
| EBT | 458,0 | 9,0 | 334,1 | 801,1 | 184,1 | 0,1 | 985,2 | 134,2 | 183,5 | (40,9) | (745,1) | 516,8 |
| Impostos Correntes | (12,7) | - | (40,0) | (52,7) | - | - | (52,7) | (2,7) | (32,6) | (1,8) | - | (89,7) |
| Impostos Diferidos | (102,9) | (3,5) | (63,7) | (170,1) | - | - | (170,1) | (35,2) | (36,0) | 190,0 | - | (51,3) |
| Participações Minoritárias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Resultado Líquido | 342,4 | 5,5 | 230,4 | 578,2 | 184,1 | 0,1 | 762,3 | 96,3 | 114,9 | 147,4 | (745,1) | 375,8 |

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

| DRE - 12M21 (R\$ milhões) | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás Terceiros | Total Geração a Gás | Upstream | Eliminações entre Segmentos | Total Eliminações Gás/Upstream | Geração a Carvão | Comercializadora | Holding e Outros | Eliminações entre Segmentos | Total |
|------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|--------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------|----------------|
| Receita Operacional Bruta | 3.011,6 | - | - | 3.011,6 | 1.691,0 | (1.675,0) | 3.027,6 | 2.309,4 | 603,1 | 0,9 | (285,3) | 5.655,7 |
| Deduções da Receita Bruta | (311,9) | (0,6) | - | (312,5) | (241,1) | 296,9 | (256,7) | (247,9) | (52,9) | - | 26,3 | (531,3) |
| Receita Operacional Líquida | 2.699,7 | (0,6) | - | 2.699,1 | 1.449,9 | (1.378,1) | 2.770,9 | 2.061,5 | 550,2 | 0,9 | (259,1) | 5.124,4 |
| Custos Operacionais | (2.277,6) | (0,4) | - | (2.278,0) | (476,6) | 1.378,1 | (1.376,5) | (1.558,2) | (504,8) | (1,8) | 259,5 | (3.181,7) |
| Depreciação e amortização | (170,9) | - | - | (170,9) | (179,4) | - | (350,3) | (197,1) | - | (0,1) | - | (547,5) |
| Despesas Operacionais ¹ | (23,2) | (19,7) | - | (42,8) | (130,3) | - | (173,1) | (24,9) | (10,3) | (322,2) | (14,3) | (544,8) |
| SG&A | (22,6) | (10,0) | - | (32,6) | (27,7) | - | (60,3) | (23,5) | (10,3) | (296,2) | (0,6) | (390,9) |
| Depreciação e amortização | (0,6) | (9,7) | - | (10,2) | (10,0) | - | (20,2) | (1,4) | (0,0) | (26,0) | (13,7) | (61,3) |
| Outras receitas/despesas | 22,6 | (2,2) | - | 20,3 | (1,0) | - | 19,3 | 160,2 | 0,0 | 14,8 | 0,3 | 194,6 |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 709,0 | (709,7) | (0,7) |
| EBITDA ICVM 527/12 | 593,0 | (13,3) | - | 579,8 | 1.031,4 | 0,0 | 1.611,2 | 837,1 | 35,2 | 426,8 | (709,5) | 2.200,7 |
| Resultado Financeiro Líquido | (96,4) | (3,9) | - | (100,3) | 0,1 | - | (100,2) | (150,7) | 1,1 | 62,7 | 0,6 | (186,5) |
| EBT | 325,3 | (26,9) | - | 298,4 | 842,0 | 0,0 | 1.140,4 | 487,9 | 36,2 | 463,4 | (722,6) | 1.405,3 |
| Impostos Correntes | (16,4) | - | - | (16,4) | - | - | (16,4) | (15,8) | (1,3) | (72,3) | - | (105,9) |
| Impostos Diferidos | (46,6) | 10,0 | - | (36,6) | - | - | (36,6) | (56,2) | (10,9) | (22,4) | - | (126,1) |
| Participações Minoritárias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (0,0) | (0,0) |
| Resultado Líquido | 262,2 | (16,8) | - | 245,4 | 842,0 | 0,0 | 1.087,4 | 415,9 | 23,9 | 368,6 | (722,6) | 1.173,3 |

¹ Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream

EARNINGS RELEASE
4Q22



Investor Relations

+55 21 3721-3030
ri.ENEVA.com.br

4Q22 Results Conference Call



Friday, March 24, 2023
11:00 a.m. (Brasília time) / 9:00 a.m. (US ET)
[Click here](#) to register for the conference call.



IBOVESPA B3

ENEVA Discloses Results for the Fourth Quarter of 2022

EBITDA was impacted by low dispatch and non-recurring effects from the acquisition of assets, partially offset by energy exports to Argentina, the startup of the Parnaíba V TPP, and the merger of CELSE.

Rio de Janeiro, March 23, 2023 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), an integrated power generation company with complementary businesses in electric power generation and hydrocarbon exploration and production in Brazil, announces today the results for the three-month period ended December 31, 2022 (4Q22). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

- EBITDA according to CVM Instruction 527/12 ("ICVM EBITDA") totaled R\$563.0 million, impacted by non-recurring expenses, mostly related to the acquisition and integration of assets acquired through M&A transactions, especially (i) R\$52 million in fair value adjustment and write-off of goodwill of Hydroelectric Generating Stations (HGSs) acquired through the merger of Focus; (ii) R\$63 million in success fees related to the acquisition of Celse and expenses related to the integration of the acquired assets; (iii) R\$69 million related to the cancellation of the coal agreement; and (iv) R\$27 million in performance bonus;
- Recurring EBITDA of R\$769.5 million, considering (i) R\$312 million in EBITDA from CELSE, whose acquisition was completed in early 4Q22; (ii) R\$131 million in EBITDA from CGTF, whose acquisition was completed in 3Q22; (iii) R\$97 million in energy exports to Argentina; and (iv) R\$25 million in EBITDA from the Jaguatirica II TPP, which began commercial operations in 1Q22;
- Cash and cash equivalents totaled R\$2.0 billion at quarter-end and the net debt/LTM EBITDA ratio was 4.8x;
- Completion, on October 3, 2022, of the acquisition of CELSEPAR – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. ("CELSEPAR"), whose main operational asset is the Porto de Sergipe I TPP, a natural gas-fired plant with an installed capacity of 1,593 MW. The plant is fully contracted in the regulated environment until December 2044;
- Beginning of commercial operations at the Parnaíba V TPP, with an installed capacity of 386 MW, without the need for additional gas consumption through the closing of the cycle of the Parnaíba I TPP;
- Certification of 12.035 billion m3 in new gas reserves (2P) in December 2022, of which 4.545 billion m3 in the Parnaíba Basin, with the incorporation of the new reserves of the Gavião Mateiro Field, and 7.490 billion m3 in the Amazonas Basin, following proof of extension of the Azulão Field. Considering the accumulated annual production of 1.070 billion m3, the reserve replacement ratio considering Parnaíba and Azulão was 1,125%;
- Inclusion of the Company in B3's corporate sustainability index, ISE B3 2023, reinforcing Eneva's commitment to sustainable development and its objective to integrate best ESG practices into its strategy, creating value for employees, shareholders, and society;
- In December 2022, the Amazon Development Agency (SUDAM) granted a tax benefit that reduced by 75% the corporate income tax on income from power generation activities for a ten-year period, starting in January 2023, for Azulão Geração de Energia S.A. (Jaguatirica II TPP).

| Main Indicators | (R\$ million) | | | | | |
|----------------------------------|---------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Net Operating Revenues | 2,319.6 | 1,682.5 | 37.9% | 6,128.6 | 5,124.4 | 19.6% |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 563.0 | 842.5 | -33.2% | 2,122.3 | 2,200.7 | -3.6% |
| Recurring EBITDA ¹ | 769.5 | 688.7 | 11.7% | 2,019.2 | 2,057.3 | -1.9% |
| Recurring EBITDA Margin | 33.2% | 40.9% | -7.8 p.p. | 32.9% | 40.1% | -7.2 p.p. |
| Net Income | (193.9) | 489.4 | N/A | 375.8 | 1,173.3 | -68.0% |
| Investments | 694.7 | 388.3 | 78.9% | 3,795.5 | 1,747.5 | 117.2% |
| Operating Cash Flow | 441.2 | 315.8 | 39.7% | 1,510.3 | 1,297.1 | 16.4% |
| Net Debt (R\$ Bi) ² | 16.6 | 6.1 | 173.2% | 16.6 | 6.1 | 173.2% |
| Net Debt/EBITDA LTM ³ | 4.8 | 2.8 | 74.0% | 4.8 | 2.8 | 74.0% |

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of non-recurring impacts, dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

² As of 3Q22, the Company started to present the breakdown of consolidated gross debt and consolidated net debt excluding the impact of Leasing, following the criteria for calculating the covenants of the Company's debentures. For comparison purposes, the amounts for previous quarters were adjusted to reflect the new vision adopted.

³ Calculated considering the accumulated EBITDA in accordance with the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months and, in 4Q12 and 12M22, considers the 12-month EBITDA result of the assets acquired in 2022, including pre-merger, of Focus Energia, CGTF and CELSE, according to the covenant amendment conditions approved by the Company's creditors at the General Meetings of Debenture Holders in 2022.

Message from Management

Dear Shareholders,

Over the past few years, I've had the opportunity to participate in an amazing journey. Under the leadership of Pedro Zinner, Eneva endured a financial turnaround, planned and completed its first growth cycle and laid the foundations for its 2030 strategy. I would like to invite all shareholders to thank Pedro for his time as Eneva's CEO and for all his achievements during his tenure leading the company.

When I joined the company back in 2014, few people could envision to what extent it would be possible to expand our business model or the role we would play in supplying reliable and competitive energy. Yet, here we are, developing and implementing unprecedented energy solutions in Brazil, and I expect to lead the company to even more ambitious horizons as its CEO. Through the past 8 years, I have helped to build a unique company in the Brazilian energy sector. I have actively participated in the company transformation: from an organization which had just overcome a financial restructuring challenge and had yet to surpass a number of operational challenges to a company with an outstanding execution culture and a remarkable strategy implementation track record. Having helped lay out this strategy, I now have the honor and pleasure to lead it.

In honor of our tradition, this letter serves its usual purpose of reflecting through the progress in the implementation of our strategy and the efficiency of our capital allocation during the past year. It outlines the opportunities and challenges ahead, how we are planning to deal with them and our future aspirations, presented in a qualitative narrative that overviews our current performance and outlook.

Looking back to 2022, we at Eneva are very proud of our incredible evolution in a single year, having anticipated some of our 2025 milestones. As the list of achievements in 2022 is far from being small or usual, I ask for your understanding regarding the length of this letter, but it was essential to enable a deep dive into our many fronts. Throughout the pages I will guide you through what we have done towards our 2030 ambition and our must-win battles, clarifying how each one of the milestones correlates directly with our strategic pillars. Thus, I invite you to join me to look at our company through a much broader window, where the view shows a more dynamic company, developing solutions to a variety of energy needs and with the right to win the opportunities ahead.

In last year's letter to the shareholders, we introduced our 2030 ambition and our six strategic pillars, "must-win battles (MWB)" as we refer to them:

MWB1: Extend current assets' lifecycles and replicate Reservoir to Wire (R2W) to other geographies

MWB2: Maximize reserve base and develop integrated solutions in the North Region

MWB3: Develop infrastructure Gas Hub(s)

MWB4: Commercialize energy resources and develop new business models

MWB5: Develop renewable energy portfolio and foster low carbon technologies

MWB6: Build an agile and fit for purpose organization

MWB1 & 2: Extend current assets' lifecycles and replicate Reservoir to Wire (R2W) to other geographies & Maximize reserve base and develop integrated solutions in the North Region

The 1GW Complex dream in the Amazon Basin: the Azulão 950 MW project becomes real

When we first analyzed Azulão Field's data during the acquisition process, a hypothesis that the accumulation could hold larger volumes of gas was raised by our team. At that moment, back in 2017, we started our dream of replicating the Parnaíba complex in another geography. Fast forward to 2022 and, after a considerable amount of diligent planning and effort, it was a great satisfaction to witness the materialization of our dream. After acquiring the field, we conducted an appraisal drilling campaign, certified larger natural gas volumes and won three different energy auctions. We are now giving birth to another state-of-the-art R2W complex.

Still, in December 2021, Eneva won a public reserve capacity auction for a 15-year contract to supply 295 MW near its Azulão field. Later on, in September 2022, Eneva won another auction, this time to build 590 MW to fulfill a 15-year energy reserve contract. These two projects will be constructed as a single thermal power plant complex with gas supplied from the adjacent Azulão field, also owned and operated by Eneva. The new thermal power plant complex will have two gas-fired turbines, one in an open cycle configuration to serve the capacity auction, and the other in a combined cycle configuration to supply the energy reserve contract. Procurement for the acquisition of all technical equipment (power island) was concluded and signed with General Electric by the end of 2022. The natural gas field development and the power plant construction started in Q1 2023.

This project will grant over R\$ 2.1 billion in fixed revenue to Eneva throughout its 15-year term and evidences how Eneva can leverage competencies to generate increasing value for shareholders. Following the drilling of appraisal wells for the implementation of the Azulão-Jaguatirica project, our exploration team identified larger reserve volumes in the Azulão field and discovered new resources in another nearby accumulation, known as the Anebá appraisal prospect. Given these new reserves and resources and considering their monetization in upcoming auctions, our commercial and engineering teams designed the projects and the business case, which was deemed highly competitive and ended up winning two consecutive energy auctions. *Eneva is the only Brazilian company that gathers all the competencies to develop these verticalized value chain solutions for the gas thermal generation, and even more challenging, in such a short period of time and in remote locations.*

The project will be developed in the Amazon state, north of Brazil, adding up to our asset base in the region, where we already operate the Azulão-Jaguatirica project, hold the production rights for the Azulão gas field and the Juruá Area, and the concession for three exploration blocks around Azulão, fostering operational synergies between the assets and leveraging our operational knowledge in the Amazon region.

2022 Reserve Report. Eneva continues to deliver on its impressive exploration track record

In the first month of each year, Eneva publishes its reserve certification report to disclose the results of our previous year's exploration and appraisal efforts. *We started 2022 on the right foot, with a report that unveiled a 30% increase in our total reserves compared to the 2021 report.* Continually accessing a larger reserve base is of utmost importance to our strategy. Our highest return projects are derived from the R2W model, where electricity is generated from our own gas reserves with power plants built on top of the reservoirs, yielding highly competitive energy costs. Besides expanding the R2W model, the increase in our reserves will also allow Eneva to continue developing energy solutions to replace diesel and oil fuels with a less polluting and more competitive natural gas in the north of Brazil.

The evolution of annual natural gas reserves from the end of 2021 to the end of 2022 was a major highlight of our most recent certification report, released in early 2023. In the Parnaíba basin, our 2P gas reserves jumped to 33.1 bcm from 29.5 bcm, while the yearly production reached 0.927 bcm, yielding a reserve replacement ratio of 490%. For the Amazon basin, where we operate the Azulão field, the reserve certification report indicated an increase in gas reserves from 7.1 bcm to 14.5 bcm as a result of appraisal drilling inside the field ring fence and the adjacent exploratory campaign. The following table summarizes our reserves position as of December 2022.

Table 1: Natural Gas Certified Reserves (2P) from 12/31/2021 to 12/31/2022

| Certified Reserves Changes | ENEVA Gas Reserves | ENEVA Gas Reserves |
|---|--|--|
| | Parnaíba Basin (100% WI) (Bm ³) | Amazonas Basin (100% WI) (Bm ³) |
| Certified Reserves as of December 31, 2021 | 29.454 | 7.109 |
| (+) New Reserves (01/01/2022 - 12/31/2022) | 4.546 | 7.49 |
| (-) Production (01/01/2022 - 12/31/2022) | (0.927) | (0.143) |
| Certified Reserves as of December 31, 2022 | 33.073 | 14.455 |

MWB1: Extend current assets' lifecycles and replicate Reservoir to Wire (R2W) to other geographies

Beginning of Parnaíba VI construction in June 2022. After the conclusion of the plant's construction, Eneva's Parnaíba R2W assets will stand out as Brazil's largest thermal power plant facility, delivering more reliable and sustainable energy

Parnaíba VI closes the cycle of the Parnaíba III power plant, consisting of a single gas-fired turbine rated at 178 MW. When completed, Parnaíba VI will add 92 MW of installed capacity for energy generation from steam produced in a heat recovery boiler using Parnaíba III exhaust gases. *Energy generated at Parnaíba VI capacity will not require the consumption of a single additional gas molecule, expanding our R2W capability while reducing the CO2 emissions per MWh of energy produced.* When operation starts, in January/2025, Parnaíba VI will generate yearly fixed revenues in excess of R\$ 100 million and will contribute to further consolidate our positioning with the R2W model.

Parnaíba V starts commercial operation in November. New clean energy capacity in the Parnaíba complex, contributing to 2022 results through energy export contracts

Parnaíba V is a milestone for Eneva. It was the first project designed by the company to win an energy auction after our financial turnaround back in 2018 and marked the dawn of a new era: our first growth cycle. Testifying our victory in the 2019 auction and actively participating in the contracting, construction, commissioning and commercial start-up of this flagship project, has been a privilege and brought immense personal satisfaction to myself and all the team which took part in this historic challenge.

Engineering-wise, Parnaíba V was an extremely complex project, as four heat recovery boilers were erected, all of which connected to a single steam turbine with 385 MW of power capacity. While the construction works were being carried out, the four gas-fired turbines of Parnaíba I, which provide exhaust gas to the boilers, remained available to operate and often generating about 670 MW of power, highlighting the project's challenging aspect.

Parnaíba V added 385 MW of power to the Complex without the need of a single additional molecule of gas consumption, improving the overall efficiency and increasing margins without further CO2 emissions. When the Power Purchase Agreement (PPA) starts, in January 2024, it will add more than R\$ 350 million/year of fixed revenues while also reducing the dependence of our receivables from thermal power plant dispatch. Meanwhile, Parnaíba V is already producing results. Since November, it has been generating energy to be exported to Argentina. When turned on, the combination of Parnaíba I four gas turbines and Parnaíba V generate close to 1.1 GW of energy at very efficient heat rates given the lower gas consumption of a plant operating in a combined cycle, yielding a more competitive offering to export energy.

Gavião Mateiro is declared Commercial in November. Another hit of our experienced exploration team

The wildcat well drilled in the Gavião Mateiro structure hit gas on November 16, 2021. The structure had been mapped with seismic data acquired in the 2020 campaign. In just 12 months, we re-processed the seismic data, generated new interpreted maps and drilled the appraisal wells, in a record fast-track exploratory program, reducing the timeframe from discovery to declaration of commerciality. After the wildcat well, the exploration and drilling teams rushed to define four appraisal targets for the accumulation, which were drilled in April, May, September and October 2022. After the four wells were tested, with excellent results, estimations for VGIP (Volume of gas in place) were finalized. Commerciality was assured and declared to the national hydrocarbon agency (ANP). *Early in 2023, our yearly reserve certification report already accounts for 4.4 bcm of 2P reserves from Gavião Mateiro.*

The new field is only 25 km away from Gavião Belo, which is already under development. The proximity of the two fields will allow them to share the same 100 Km pipeline, gas pre-treatment and compressions facilities, initially designed to connect Gavião Belo to the Parnaíba Complex, reducing the overall development and operating costs for both fields.

The ongoing addition of reserves in the Parnaíba Basin will allow the company to expand its SSLNG business in the region and grow our highly competitive R2W energy generation model.

MWB2: Maximize reserve base and develop integrated solutions in the North Region

Jaguatirica II started commercial operation in February. A first for Eneva and the Brazilian energy sector

The first KWh sold in Jaguatirica II is a hallmark milestone for Eneva's history of pioneering the development of innovative energy solutions in Brazil. This was the first time in the country that a gas-fired power plant started operation fueled by gas produced in a 100 km-distant field without pipeline connection. Eneva developed a Liquefied Natural Gas (LNG) plant in the Amazonas state, atop the Azulão field, and put together a logistics solution to transport LNG by road to Jaguatirica II TPP, in the Roraima state, to substitute obsolete diesel-fired power plants. Equally relevant, the project added new knowledge to our broad set of competencies. *In one shot, we started the largest natural gas liquefaction facility and LNG logistics operation in the country and created a new business line: Small-Scale LNG (SSLNG).*

When an innovative process and technology are first attempted in a new region and/or is new for an organization, one acquires new knowledge and new competencies. This usually requires great effort and comes at a cost. The Azulão-Jaguatirica project was not different and experienced some difficulties with technology during ramp-up. However, a plan to overcome these initial challenges has already been devised, and we are confident the project will reach full capacity during the first half of 2023.

When fully operational, the project will generate EBITDA of over R\$ 400 million/year. However, the intangible value of the new competency development and the creation of a new business line is far from being negligible.

While intangible value by nature is hard to express in numbers, the project has already fostered further appraisal and exploration drilling in the Amazon Basin and allowed us to build the knowledge required to implement and commercialize the first solution to deliver SSLNG to substitute oil in industrial applications in the north of Brazil.

Review of the Amazon Basin reserve certification in April. The Northern Region dream becomes bigger

The thesis that the Azulão field could hold even larger reserve volumes grew amongst our exploration team after we completed the development drilling to bring the Azulão-Jaguatirica project into operation. Therefore, an appraisal/exploration drilling program for the Amazonas Basin was designed to test this thesis. The drilling campaign started in 2021 and extended to the first months of 2022, culminating with the 1-ENV-31D-AM well, drilled outside the field ring fence, which proved the extension of the gas bearing Nova-Olinda formation beyond the original field borders. This amazing discovery prompted us to anticipate a review of our reserve certification aiming to qualify our generation projects to join the upcoming reserve energy auction known in the market as the "Eletrobras privatization auction". This was the opportunity the company was chasing to expedite the construction of its dream project, a 1 GW thermal power plant complex in the Amazon basin, made public a couple of months earlier in our annual meeting with investors, the "Eneva Day 2022".

Considering the newly acquired data, the auditors were contracted to review the January 2022 report and on **April 30, 2022 a new certification was published with a staggering increase in 2P gas reserves for the Azulão field, which now is estimated at 14,6 bcm.** Additionally, the report accounted for condensate reserves in Azulão and natural gas, condensate and light oil contingent resources in the Anebá discovery, located 45 Km away from Azulão.

The revised reserves and resource volumes enabled the company to participate and win the September energy reserve auction, as detailed in the **Azulão 950 MW** section. Again, only a company with the set of competencies gathered by Eneva could, in such a short time frame, plan and execute a successful appraisal/exploration campaign to confirm a geological thesis, define the conceptual engineering for the entire project, build a business model to determine economic feasibility, participate in public hearing to contribute to the auction rules, win the auction, and the PPA, build and operate such a complex endeavor that converts gas molecules 2,000 m below the surface into electricity delivered to the grid. The thermal power plant complex with 950 MW capacity, now under construction and almost fully contracted, is an amazing achievement that reinforces Eneva team's unique ability.

MWB3: Develop infrastructure Gas Hub(s)

CELSE Acquisition closing in May. Expediting the implementation of our first gas hub, Sergipe Hub

The access to gas molecules is embedded in the first three of our six strategic pillars. Besides mitigating our dependence on power plant dispatch, CELSE was a major strategic acquisition: when the asset was presented to us, we understood it was the perfect opportunity to leapfrog the long-time frame necessary to develop a gas hub and to avoid the risks associated with the construction of an LNG terminal. The asset comprises a 1.6 GW gas-fired thermal power plant complex, fully contracted until Dec/2044, an LNG terminal, an FSRU (floating, storage and regasification unit) under a long-term contract and a gas supply agreement with Qatar Gas for the same period as the PPA (Power Purchase Agreement). *The asset generates over R\$ 2.0 billion/year of fixed revenues, greatly contributing to reducing Eneva's dependence on thermal power plant dispatch.*

Therefore, beyond CELSE's strong cash flow, there are at least four relevant opportunities to increase the asset value and transform it into our first gas hub:

1. Pipeline of 3.4 GW greenfield projects: There are five licensed thermal power projects inside CELSE's land plot, which are ready to participate in upcoming energy or capacity auctions. These projects will benefit from sharing the LNG terminal, existing infrastructure and O&M resources.
2. FSRU idle capacity: The FSRU has the capacity to regasify and offload up to 21 MMm3/day of natural gas, out of which only 7MMm3/day are committed to the existing power plant. The remaining capacity will be used to serve industrial customers and gas distribution companies and to fuel the licensed power plants when they win PPAs.
3. Connection to national gas pipeline network: A connection between CELSE's LNG Terminal and the national gas transportation network is under construction and will enter into operation by 2Q2024, allowing Eneva to sell imported or offshore LNG or part of associated gas production to customers close to the gas distribution network.
4. Access to gas from offshore discoveries: Petrobras (operator) and partners have made significant oil and gas discoveries in offshore deep-water exploration blocks located some 100 Km in front of the Sergipe Hub power plant complex. Development plans to exploit these oil and gas reserves have been presented to the Brazilian hydrocarbon regulator (ANP) and production is expected to commence by 2027 (oil) and 2028 (gas). Eneva's goal is to gain access to these gas resources by farming into Petrobras' partners stake or by signing gas purchase agreements with Petrobras' partners. This would provide the Sergipe Hub with diversified access to natural gas resources and would enhance the competitive edge of our supply.

Although none of these opportunities are certain, we strongly believe we gather the competencies and motivation to capture them all, and some others, which are at very early stages and may also materialize with time.

Motivated by our strategy to increase the access to gas molecules, Eneva has been developing the TEPOR, in Macaé, and the TGMA, in São Luís, both long-term greenfield opportunities for LNG terminals. We will continue to pursue these very ambitious projects, but our most impressive achievement with CELSE is that, *through the acquisition of a thermal power plant complex with an operating LNG terminal and an FSRU under a long-term contract, we anticipated the implementation of our first gas hub by 4 years.*

Termofortaleza Acquisition in June

Termofortaleza was an accretive acquisition to our portfolio that brought a strong balance sheet (unleveraged and cash cow), very efficient operational performance, an experienced team and a favorable geographic location in the same region as our Sergipe Hub. This was the typical leveraged buyout transaction that we see in academic textbooks. We use the asset's balance sheet to leverage itself and make the acquisition. *The transaction was concluded in August for an enterprise value of R\$ 169 million. Eneva paid R\$ 490 million for an asset with R \$321 million in cash position, which generated EBITDA of R\$ 628 million in 2022.*

From the acquisition date until December 2023, when the PPA expires, the asset has the potential to generate operating cash flow measured by its EBITDA of over 4.5x its net acquisition value, **strengthening our balance sheet in the short-term**. We will also pursue re-contracting the asset in a new PPA in the next capacity auctions and secure another 15 years of cash flow generation with no additional capex.

MWB4: Commercialize energy resources and develop new business models

First contract to deliver LNG to industrial clients is signed in May. The birth of the new SSLNG business segment

Given the larger Parnaíba basin reserves and the strong expertise we gathered with small-scale LNG (SSLNG) through the implementation of the Azulão-Jaguatirica project, we developed a new business line to offer solutions for clients that are willing to invest in energy transition. Maranhão state is not connected to the national gas transport pipeline and its energy matrix is heavily dependent on oil products. Our solution allows our clients to replace a highly polluting fuel with a cleaner and more cost-effective alternative.

The commercial team efforts paid off and the first contract to deliver Eneva's LNG to an industrial client was signed. Eneva committed to deliver natural gas to Suzano facilities 544 km away from the Parnaíba Complex. Suzano is one of the largest pulp and paper producer in Latin America and its Maranhão unit currently uses fuel oil in some of its processes. To reduce CO2 emissions, the client decided to convert some of the plant processes to operate using natural gas and signed a 10-year contract for LNG delivery. To supply Suzano, Eneva designed a liquefaction plant with capacity to liquefy 300,000 m³/d of natural gas, with investments estimated at R\$ 530 million. The total capacity will be partially idle, hence our commercial team is fully dedicated to capture future contracts aiming to contract the total liquefaction plant capacity

To manage the logistics, Eneva formed a JV with Virtu GNL (51% - 49% respectively), a logistics company with cryogenic fluid transportation expertise in the North of Brazil. The JV, named GNL Brasil, will invest in its own truck and cryogenic trailers fleet, enabling Eneva to verticalize the entire SSLNG value chain, adding cryogenic fluid logistics know-how to our set of competencies and mitigating the dependence of suppliers in a highly specialized activity.

A second contract to deliver LNG to industrial clients is signed in July. Growing the new SSLNG business line

The ongoing commercial efforts to develop the SSLNG business around the Parnaíba Complex resulted in a second contract, this time to deliver LNG to Vale premises. Vale is Brazil's most important iron company and has a pellet plant in São Luís, Maranhão that uses fuel oil in its heat process. To meet the commercial arrangement of this contract, our experienced commercial team was fast in developing and negotiating the new terms, enhancing our expertise to face future demands.

To meet Vale's contract demand, a second 300,000 m³/d processing module is going to be developed, totaling 600,000 m³/d of natural gas liquefaction capacity in the Parnaíba Complex, enabling relevant synergies with the Suzano project. *With both plants in operation, Eneva will run the largest SSLNG project in Brazil. A game changer for the Brazilian North and Northeast energy matrix.* I strongly believe this business segment will thrive in the region, and we are actively pursuing new clients for our SSLNG business.

Exporting energy to Argentina in July, August, November and December. Commercial team devised new ways to monetize Eneva's resources during a year of very low thermal power dispatch

The year of 2022 has been extremely generous in terms of rainfall, yielding low levels of thermal power dispatch. Therefore, this required a fast reaction to mitigate the impact on our revenues. Our energy trading unit came into play and managed to secure weekly contracts to export energy from the Parnaíba Complex to Argentina. During the winter and summer seasons, there are load peaks in the neighboring country, and additional thermal generation must be activated, using inefficient plants that consume more expensive imported LNG. The competitive energy from the Parnaíba Complex R2W model, boosted by a highly efficient combination of Parnaíba I with the new Parnaíba V, favors Eneva offering compared to local generation. *This operation added over R\$ 300 MM of EBITDA to our results in a year with no dispatch in the Parnaíba Complex, except for the inflexible generation. Eneva's high quality assets, leveraged by our creative talents and agile organization, once again demonstrated how we can adapt quickly to adverse scenarios.*

MWB5: Develop renewable energy portfolio and foster low carbon technologies

Focus acquisition closing in March. Expanding our energy platform and strengthening our trade unit capabilities

With this transaction Eneva added to its portfolio the largest solar generation power plant in South America, with 870 MWp and 231 MWh of capacity. The project was under construction and new challenges had to be overcome, but in the process, our energy platform gained new competencies. Additionally, the acquisition brought a pipeline of two additional licensed solar projects, Futura II and Futura III, with 907 MWp and 2,095 MWp, respectively, adding to the Santo Expedito wind farm project, which was already in our project development portfolio. This acquisition enabled Eneva to tap into a new business: Renewable Energy. *Considering the price paid and all synergies to be captured under Eneva's platform, including significant financial and commercial optimization, the acquisition generated double-digit return, way above similar renewable projects nowadays.* Even though we are not going to invest in the development of new renewable projects in the short term (mainly due to the low attractiveness of these projects compared to Eneva's new business portfolio), we believe they will generate optionality in the mid and long term.

Of equal importance in this transaction is the incorporation of Focus energy trading business into Eneva's trading unit, strengthening our capabilities in this strategic pillar. A strong trading unit will allow the company to develop broader energy products for a diversified client base of all sizes, which will keep increasing as energy markets in Brazil shift from regulated to free energy trading more rapidly. Moreover, the intelligence of a strong trading unit will help to accelerate value creation from our growing base of integrated energy and gas producing assets.

Energy transition will continue its path irreversibly, though at a slower pace than projected before the war in Europe, which exposed the importance of energy security. New value chains solely based on renewable energy have emerged from the ongoing push to shift towards cleaner energy solutions. That is when knowledge in renewables, combined with energy trading capabilities to develop customized products, deep understanding of the emerging value chains and a proprietary pipeline of renewable projects will have most value in a world chasing a solution for the global warming issue.

MWB 6: Build an agile and fit for purpose organization

Eneva reaches AAA Fitch rating for Brazil in April, improving the access to funding sources

Eneva completes a follow-on offering for R\$ 4.2B in June, tapping funds for our accelerated growth plans

In June, Eneva tapped into the equity capital markets to raise funds for Celse's acquisition, announced by the end of May. At the beginning of the same month, we were prepared to carry out the transaction, timing the best window to hit the market given the prominent discussions regarding the privatization of Eletrobras. Days after Eletrobras' follow-on, we announced our deal: issuance of 300 million new shares with a firm guarantee from BTG for a floor price of R\$ 13.00 per share.

After a brief roadshow, interacting with more than 120 investors, we reached an outstanding market demand of R\$8.9 billion and printed new shares at R\$14.00 with no discount over the launch price, raising R\$4.2 billion. *Approximately 2/3 of the new shares were bought by current shareholders, who exercised their priority rights in the allocation, increasing their exposure to the company and attesting confidence in our business case.*

Eneva was included for the first time in ISE B3, Brazil's Stock Exchange Corporate Sustainability Index, and evolved to B grade in CDP's climate change ranking

We were recognized for our long-time efforts to manage sustainability with improvement in two positions in CDP's climate ranking and with the inclusion for the first time in the 2023 ISE B3 portfolio. In addition, we have made significant improvements in transparency by participating for the first time in the S&P Global Sustainability Assessment, reaching 52 points, slightly above industry average and improving our position by three categories in Refinitiv, London Stock Exchange Group's index, from C to B. We have also maintained gold standard in the transparency of our emission reporting to Brazil's GHG Protocol.

The past few pages compile a very long story, and if not told as a chronicle of the achievements of a single company in one year, it could have been mistaken for the story of multiple years at a company, or even the accomplishments of a few companies in a single year!

The following table summarizes the impact of all these achievements on our performance in the past 5 years. In 2022 we closed our first growth cycle, delivered projects contracted 4 and 5 years ago, and started the foundations for the next growth cycle.

Table 2: KPIs Eneva 2017 x 2022

| Eneva KPIs | 2017 | 2022 |
|---------------------------------------|------------|-------------|
| EBITDA | R\$ 1.4 bi | R\$ 2.2 bi |
| Market Cap | R\$ 4.4 bi | R\$ 18.9 bi |
| ROE | 1.5% | 5.1% |
| Installed Capacity (GW) | 2.2 | 6.3 |
| Gas + LNG (MM m³/d) | 7.0 | 13.0 |
| Gas Reserves (bcm) | 18.8 | 47.5 |

Looking back, I can only credit these achievements to the unique collection of competencies we built in Eneva, the ability to link these competencies in an agile manner to create superior value and our strong company culture, expressed by our core values:

- Courage to take risks responsibly
- Open, constructive and resilient
- We trust each other
- Strive for the highest standards
- Celebrate and reward success

Capital Allocation Discipline and the Azulão 950 MW case

One of the main pillars of Eneva's success has been our capital allocation discipline. The decision-making rationale behind our participation in the September Energy Reserve auction best exemplifies how we strive to employ our shareholders capital in the most effective way, taking risks responsibly.

After the results of the ENEV31 well and the revised reserve certification issued in April 2022, the company qualified to participate in the Energy Reserve Auction with up to 1 GW of gas-fired power plants. The auction proceeds called for 70% inflexibility and thus very high fixed revenues. Still in April, the expectation for the energy ceiling price was between R\$ 450/MWh to R\$ 650/MWh. Additionally, we did not expect much competition because there were not many companies that qualified to the auction requirements, calling to use gas reserves from the north region. Given this initial outlook, if Eneva was to be the winner at the higher end of the expected price range, simple calculations would produce a striking amount of fixed revenues at highly competitive energy production costs from our R2W model expertise, yielding an IRR above our best projects. We viewed this initial conclusion with excitement, but a lot more work had to be done.

During the months that followed, before the auction, we continued to refine our geological, reservoir, engineering and business models and better evaluated the risks, potential competition and final auction rules, which had been published by that time. This is a thorough and detailed process, which can only be properly conducted in an organization gathering the knowledge of the entire R2W value chain. ***The ability to correctly evaluate the risks and rewards involved in the various alternatives that exist in such complex projects is paramount to a successful***

enterprise. Our goal is always to ensure that the best risk-return combination is selected, and an optimum capital allocation decision is made. The summary of our exercise is as follows our understanding of the case developed and the risks and opportunities were better understood:

1. Five different alternatives were screened, and we converged to evaluate two of them:
 - a. Bid with a 1 GW combined cycle power plant and capture the total auction offering. This would consume the entire reserves certified in the Azulão field, requiring us to find another location with gas supply to install the Azulão-I plant. The most likely alternative is to install the Azulão-I in the Sergipe Hub (CELSE) to use spare capacity from the FSRU and LNG terminal. Because the costs to utilize imported LNG are much higher than our on-shore reserves, the plant would earn no margin related to dispatch, consuming much of the Azulão-I project value.
 - b. Maintain the Azulão-I project in the Amazon basin (360 MW installed capacity out of which 285 MW were already contracted in the capacity auction) and bid with a combined cycle plant to capture 590 MW of the total Energy Reserve auction, totalizing 950 MW installed capacity in the Amazon basin complex.
2. Reserves and resources were available and certified. However, because of the large area of the Azulão field (some 60 Km²) and the small number of wells drilled (only six), uncertainties remained about the maximum flow rate the field would be able to sustain for a long period of time. In a 15-year contract, the 1GW gas-fired power plant would have demanded 4,4 MMm³/day, 70% of the time. With the limited amount of information at hand, we were uncertain about the field flow rate potential.
3. The financial model indicated almost the same return for the company for both alternatives, because the 1 GW project implied moving Azulão-I contract to our Sergipe Hub with no margins on dispatch.
4. The resources and the CAPEX involved in the construction of two large projects in two different states, 1 GW in the Amazon and 360 MW in Sergipe, were much higher than the alternative to build only the additional capacity in the Amazon complex, reaching 950 MW. Therefore, the 1 GW alternative would have stretched the company's execution capacity and balance sheet beyond reasonable and safe limits.
5. At least two competitors with gas contracts and smaller projects around 200 MW were identified. Even though these projects were less competitive due to their gas supply costs, some price reduction would be required if we were to win the entire 1GW.
6. The published ceiling price for the auction came out at R\$ 444,00/MWh, slightly less than the lower end of the expected price range.
7. Regulatory implications of project delay and/or incapacity to sustain flow rates during the entire contract life were also estimated and considered.

From the above, before any risks were considered, both alternatives would provide almost the same return to the company. However, the risks involved in the 1 GW project were interrelated and their impact must be compounded, resulting in a considerable value loss potential in even the most probable cases. Taking all the discussion into account, **it was clear that the 590 MW project represented the best risk adjusted return and the optimum capital allocation decision.** It was a unanimous decision amongst management and Board to proceed with the 590 MW alternative.

Strategy execution

Delivering the CAPEX Projects

During the past year, Eneva went through an expansion cycle, with acquisitions, reserves incorporation, new SSLNG contracts and successful participation in energy auctions, anticipating our strategic plan for at least two or three years. This will imply a substantial CAPEX deployment to build the plants and the infrastructure necessary to deliver the signed commitments.

To mention just the major projects under construction for the next 4 years directed to the Azulão 950 MW plant, Azulão gas field development, seismic acquisition in Parnaíba and Paraná, two rigs in a continued drilling campaign,

the Parnaíba cryogenic plant, the Gavião Belo and Gavião Mateiro gas field developments and Parnaíba VI. All this will require close to R\$ 9 billion of capital as well as the celebration of several highly specialized and high value contracts for services and equipment acquisition and the recruitment of a workforce to execute the projects and operate the assets after they are commissioned. Therefore, large efforts will be required not only from technical teams, but also from the company's support functions.

Procurement will have to conduct complex processes. Human Resources will need to staff the projects and support teams. Finance will have to raise capital to support projects while looking carefully at our debt levels. Institutional Relations must double its efforts in different states and municipalities to ensure the permits and licenses to operate are issued and to certify that local stakeholders have their demands heard and fulfilled whenever reasonable and attainable. Furthermore, to be true to our mission, we need to provide secure and competitive energy and generate value for all stakeholders, improving the local economy, bringing sustainable social development and creating new opportunities to the population of nearby communities. The technical and engineering teams also have to grow in quality to couple with the increased complexity in engineering, planning and execution of the several tasks involved in the delivery of these projects.

The company needs to prepare itself for this cycle as early as possible to ensure that the initial “inertia” of these projects is achieved in the first half of 2023, guaranteeing that “the train leaves the station”. After the projects are properly planned and staffed, with good contracts in place and with proper assistance from the support functions, the project teams will gain momentum and ramp up execution. They will be able to conduct their business with less attention drawn from upper management, liberating the company to once again look for its portfolio of growth opportunities, which remains vast considering the broad collection of competencies we have in Eneva.

To prepare the organization for this new cycle, three main changes were put in place as of January 2023:

- a. Supply chain under Renato Cintra, our Procurement, Facilities and IT Director, has been reorganized, and the procurement General Manager function has been split into three positions to couple with the volume and complexity of the procurement process we will have to conduct. The O&G discipline, the Power generation & EPC discipline and the O&M discipline are now managed by three different Procurement General Managers, each one with a long history of operational service and involvement in the specification, procurement and contract negotiation in their area of expertise. This is to ensure we find contractors for the required resources fast enough, maintain a relationship with key suppliers, make the right and thorough specifications and pay the fair market price.
- b. The COO position, occupied by me before, was split into three new Executive Director Positions reporting to the CEO to ensure we focus on the execution of the new projects and maintain the high standards of operation in our growing number of active assets:
 - Fausto Caretta, Director of Exploration, Development and Construction, will be dedicated to capital projects implementation, therefore also CAPEX deployment.
 - Ricardo Pascotto, O&M Director – R2W and SSLNG assets will oversee the ongoing operations in our R2W assets (Parnaíba basin and Amazonas Basin) and the new SSLNG business line, which is close to the R2W assets as it uses the gas produced in the same fields.
 - Vilmar Carneiro, O&M Director – Power Generation Assets will oversee the operations in our assets that do not utilize fuel produced by our own fields, encompassing the Sergipe Hub, Termofortaleza, Coal Power Plants and Futura I solar farm.

With the division into two groups of assets, the new O&M directors will be able to enhance focus to optimize our operation and improve efficiency and cost control without prejudice to asset integrity. With closer attention and upper management commitment, we understand there is room to improve our assets' performance. On the other front, CAPEX deployment will also benefit from a dedicated focus, especially in planning and execution, to be able to keep on track a larger portfolio of enterprises which are simultaneously under construction, ensuring quality, costs and project schedules are met as planned.

- c. The position of Corporate Director for ESG, HSE, HR and Communications was split into two, with a new dedicated Human Resources Director, Ricardo Matheus, appointed to deal with the many challenges

discussed in the next section. The other three corporate functions, ESG, HSE and Communications, remain under the present corporate functions Director, Anita Baggio.

Human resources, the engine for success and sustainable growth

On the 2022 recap section of this letter, I mentioned a few times the set of competencies that exists in Eneva as a core competitive advantage. Since 2016, when Eneva and PGN merged, we have been continuously building new and improving our existing competencies. If one looks today at what we have in terms of knowledge and competencies in the energy sector, it is easy to conclude we are a singular company.

We are the only company in Brazil's power generation sector that has competencies in all elements of the gas thermal generation value chain. We have teams that hold knowledge in geophysics and geology, reservoir engineering, drilling engineering, oil and gas field development planning and execution, surface facilities engineering, construction projects, project management, energy and hydrocarbons trading, power plant design and construction, facilities commissioning, O&M process, power plant operation, O&G field operation, gas liquefaction, LNG transportation, LNG terminal operation, renewables project development and construction and solar power plant construction and operation, just to mention a few. Additionally, we have the support functions capable to interact with this abundance of technical knowledge to provide the services they need to function at their best.

Some may argue that the large IOCs and NOCs (International and National Oil Companies) would have these same competencies and much more. However, they hardly manage to link and combine their knowledge effectively, mainly because of their size, intricate decision-making processes and siloed operational cultures. At Eneva, we understand that even more important than having the required competencies is building strong linkage between the teams so they can interact freely, learn from each other, foster creativity and have confidence to make decisions, expediting our decision-making process. This can only be achieved if there is trust between all employees at all levels, if we have a common understanding of the business objectives across the organization and if we preserve our culture of open doors and free speech. Therefore, we must invest in our employees' technical development to enhance and expand the company's competencies while building a strong culture, where our values are recognized in a meritocratic way. *The final goal is to create an agile and fit-for-purpose organization, which will enable all levels of our organization to quickly adapt to opportunities, challenges and changes in the strategic business environment required to succeed in our plan.*

As the company continues to grow and more processes are required to preserve integrity, it will be challenging to maintain the collaborative environment and the agile organization we have today. Additional efforts need to be put in place to ensure we do not lose this competitive advantage as we grow. To execute what we have already committed and to perform the next growth cycle, the company will need a large number of new employees, and even more relevant, we will need a significant number of new leaders to fill middle management positions and a strong succession pipeline. While the directors of the company are involved in strategy planning and execution and in higher level problem solving, real action happens at the highly valued middle management level. Coordinated by strategy direction, these are the employees who make several daily decisions, which combined, deliver the company's performance. *This is where we are guiding the Human Resources focus: attract, select, hire, train and develop the middle management population, provide them visible careers and keep them motivated to overcome the challenges ahead without losing sight of our values and preventing size from hindering our decision-making process.*

Through 2022 we have started to execute initiatives aimed at the development of the middle management population. We have launched our Leader's Academy and prepared to launch an Eneva corporate MBA to level knowledge amongst leaders with different backgrounds and maintain and strengthen the linkage between our various competencies.

We have started a long-term dynamic workforce planning initiative, which must be continuously reviewed to be aligned with our strategy, growth initiatives and budget, to identify where the company's progress might be hampered by the lack of proper leadership profiles. In the same way, our succession planning also needs to be

reviewed on a regular basis to ensure replacements for key positions are identified and business continuation is secured.

In a company that leverages success on its professional competencies, it is paramount to recognize our technical community career progress. Highly regarded technicians might become recruiting targets for the competition if not properly motivated and incentivized. To improve the retention of this critical population, we are preparing to implement in 2023 our technical career path, also referred as “Y career”, where highly valuable technical employees will be able to progress to higher grades, becoming technical references in the company without the necessity to become managers.

Given our aggressive growth plan and CAPEX execution ahead added to the human resources challenges we just discussed, bringing in a dedicated HR Director reporting to the CEO was an urgent business need that could no longer be postponed. This is an individual with both operational and Human Resources experience who has successfully designed and implemented the processes we need to develop our new leaders and our workforce.

The Knowns and Unknowns: How we navigated and progressed in our long-term strategy

At Eneva Day 2022 and in our last letter to shareholders, we announced our long-term strategic plan, called “Eneva 2030”. At that time, we set six main strategic goals: our must-win battles. As part of the plan, we had a pipeline of projects and growth initiatives to be pursued over the next few years. Among them, (i) we expected to acquire gas-fired thermo power plants, (ii) implement a gas hub on the coast of Brazil, (iii) win capacity auctions, (iv) develop a 1GW thermopower complex in the Amazon Basin, (v) implement renewable projects and start to commercialize our own gas through SSLNG activities and (vi) increase our reserve base, however not at the stellar success rate as we have experienced in 2022.

What we did not foresee was that all of this could happen in a single year: 2022. Each opportunity seemed unique, showing good returns, execution reliability, avenues to capture upsides, opportunities to develop new businesses and with synergies complementary to our assets.

However, with the quick growth we also faced an increase in the company's leverage. We went from a net debt/EBITDA ratio of 2.8x at the end of 2021 to 4.8x in December 2022. At the same time interest rates rose in the country. Despite this leverage movement, we have a healthy debt profile. There are no short-term maturities, most of the debt is low cost and indexed to inflation, as are our revenues. Furthermore, our debt is flexible for advance payments if a liability management movement makes sense.

Given our 2022 growth, we have become a company with a more stable cash flow. Our cash flow is more predictable, with longer duration and less dependency on dispatch.

In 2021, for example, Eneva registered fixed gross revenues of R\$ 2.2 billion. For 2023, it is closer to R\$ 7.3 billion, worth emphasizing: without dispatch. For 2027, considering Azulão 950 MW and Parnaíba V and VI projects in commercial operation, Eneva's fixed gross revenue shall be above R\$ 10 billion.

Even considering the CAPEX forecast for the coming years and the recent increase in interest rates, our strong cash generation will lead us to a deleveraging path that could be accelerated depending on the country's hydrological scenario, energy export to neighbor countries or generation to substitute less efficient thermal power plants in Brazil and other upsides discussed in previous sections.

Having said that, we do confirm that nothing has changed in our strategy announced last year. In fact, quite the opposite: some of the unknown projects we had in the past now have a name and a date at which they will start generating results. Avenues for growth are now clearer and with a well-defined plan to be pursued and executed.

We are taking large steps towards 2030 with the conviction that we will go beyond our promises, as we have always sought to do in this company.

Energy Transition and Decarbonization. An Opportunity for Eneva

We face increasing demands to discuss our view on the implications the energy transition might have for our operations and business models and explain how we can reduce greenhouse gas (GHG) emissions from our operations. *The challenge posed to us all is how to provide affordable and reliable and sustainable energy.* Well, we at Eneva believe climate change cannot be solved without substantial advancements in technology and, moreover, these advancements are key to ensuring climate change can be addressed without compromising energy security and economic growth.

Major market opportunities might arise in the race to lead new energy markets. Nevertheless, redeploying capital towards low-carbon technologies and related businesses requires not only attractive investment opportunities but also specific capabilities within the companies. We are confident that, by combining our in-house resources and skills with some adjacent competencies that need to be developed, we will be able to play a central role in helping to reduce our carbon footprint as well as to create new value chains to tackle emissions from some of the hardest-to-abate sectors, resulting in the development of new business lines currently nonexistent.

Our decarbonization plan relies on the development at scale of carbon capture and storage (CCS), low emissions thermal generation and low-carbon hydrogen. In the power sector, more specifically in gas-fired generation plants, these technologies have three possible pathways to significantly reduce carbon footprints.

- (1) Pre-combustion, by using zero-carbon fuels as hydrogen: Gas turbines can be configured to operate with various proportions of hydrogen. The natural gas we produce can be used to produce hydrogen while emitting close to zero CO₂, either when combined with carbon capture (blue) or by means of a thermal process called pyrolysis (turquoise). In fact, blue and turquoise hydrogen should have a pivotal role to play in scaling-up hydrogen volumes in the short-term and driving commercial development of associated infrastructure.
- (2) Post-combustion, by integrating CCS technologies to our generation cycles: CCS retrofits provide a solution to emissions from existing (and planned) gas-fired power generation plants. Gas generation assets are a major source of system flexibility and, when equipped with CCS-technologies, play an important role in providing dispatchable and low-carbon electricity.
- (3) Oxy-combustion, a technology that uses pure O₂ extracted from the air to react with methane (natural gas), generating power, pure CO₂ and H₂O. Part of this CO₂ recycles in the process and the remaining portion is ready for storage without any separation process, simplifying the CCS process and generating low-emission (close to zero) thermal power. We have recently signed a Feasibility Study and technology transfer agreement with Net Power, a US-based company that is developing this technology and has already built the first pilot plant.

The industry needs to partner with governments and other stakeholders to create viable business models for large-scale investment that can provide a major boost to deployment. Indeed, growing recognition of the role of low carbon technologies in meeting net zero goals is translating into increased policy support worldwide. Given our in-house expertise, we understand that there is great potential for CO₂ storage in the basins where Eneva is currently operating. The momentum is here, incentives are being created, and therefore, and we want to be prepared for the major opportunities ahead.

The CCS worldwide market has reached over US\$2 billion in 2021 and is expected to grow to approximately US\$7 billion in 2030. Developed economies in particular the USA, through the inflation reduction act (IRA), has placed sizable fiscal incentives for CCS development, which will foster an even faster development pace. Eneva holds a set of competencies that provide significant edge to tap this emerging market, including our geological know-how to be providers of permanent CO₂ storage and our engineering knowledge in thermal power generation. ***Our Geology, Engineering, Regulatory and Corporate Strategy teams have been working together in the past few months to outline a plan to move forward. There is much work ahead, but I dare to say that we've kick-started our plans for Eneva beyond 2030.***

Continued growth: market consolidation and new business opportunities

Eneva's vast competencies form a unique energy platform in Brazil's market and position the company to capture a variety of growth opportunities. Because of our successful track record and capacity to find solutions to develop complex projects, our New Business and M&A units have been actively evaluating a long list of organic and inorganic opportunities that are often offered to us.

Most of our organic growth is derived from the success of the exploration campaigns or after the acquisition of O&G fields, which in turn allows the company to develop our R2W model and/or sell energy and gas contracts in the free market. On the inorganic front, we have been focusing on the access to new O&G volumes (through domestic production or LNG imports) and on the acquisition of additional power generation capacity, but only where we identify potential upsides might be unlocked under our platform to deliver returns on capital in line with what has been achieved with our greenfield R2W projects. Some of these opportunities are categorized by our strategic goals and briefly discussed below.

Extend current assets' lifecycles and replicate R2W to other geographies: The recent increase of our reserves in the Parnaíba Basin already qualifies the company to participate in the upcoming 2023 reserve capacity auction, expected to happen in Q4 2023, to recontract the Parnaíba I and Parnaíba III power plants. The liquefaction plant under construction has uncontracted spare capacity and there are plenty of opportunities to complete the booking of the total 600,000 m³/d capacity. Since we see considerable avenues to expand this business, we will continue to leverage our E&P competency to further increase our reserve volumes.

Maximize reserve base and develop integrated solutions in the North Region: In the Amazon Basin, we have just started the 2023-2024 drilling campaign, which includes development and appraisal wells in Azulão and appraisal wells in the Anebá prospect. The objective is to confirm the maximum field output potential and to prove reserves above the current 2P volumes to qualify one of our licensed projects to participate in the Q4 reserve capacity auction. New and improved regulations to substitute diesel by lower cost and cleaner fuels in the north region isolated systems have been published, creating further opportunity to expand the Azulão liquefaction capacity to supply some of these locations with our SSLNG solutions. We are also advancing in our strategy to monetize the resources from Juruá Area, progressing on the technical studies to develop the logistics solution to transport LNG, and in natural gas demand creation, with the conversion of the heavy transport sector (fluvial and terrestrial) from diesel to LNG.

Develop infrastructure Gas Hub(s): CELSE power plant complex and LNG terminal will be transformed in Eneva's Sergipe Hub. The LNG terminal connection to the national transportation pipeline network is already under construction and expected to enter in operation in April 2024, opening potential to sell gas from the FSRU idle capacity to clients connected to the pipeline network.

To further enhance the Sergipe Hub access to competitive natural gas, we are actively bidding to farm into a minority stake in the offshore O&G discoveries located straight off the Power plant complex. The Sergipe Hub, with its existing power plants, thermal generation greenfield projects and connection to the gas transport pipeline, is also well positioned to be the offtaker of gas production from the offshore fields. On a longer horizon, we will continue to develop the gas hub concept in São Luís and Macaé, where opportunities have been identified for thermal power plants and industrial applications. For both locations, Engineering plans and CAPEX estimation are advanced, while our commercial team is working to secure the right opportunities for the company to make the investment decision.

Commercialize energy resources and develop new business models: Eneva's trading unit has grown to another level after the acquisition of Focus and has been broadening its capabilities, going beyond pure directional energy trade. Utilizing market intelligence combined with Eneva's growing portfolio of power generation, the trade unit has been following an asset-backed trading model. This enables the company to maximize value by taking advantage of certain arbitrage that would not be available otherwise. The commercialization of energy from our renewable portfolio has also been enhanced through "self-production" PPAs with clients that benefit from incentives connected to the production of their own renewable energy. Furthermore, our trading unit is engaged in the commercialization of

natural gas, LNG, condensate and light oil produced in our assets. Such broad trade skills will open opportunities and improve the commercialization margins of the energy and natural resources produced by the company.

Further segmentation of the relationship with the client base according to its potential aggregate value and focus on a client centric approach is going to increase our capacity to develop customized energy products. Our envisioned commercial structure will be particularly relevant in the opening of the energy market, as we will be prepared to capture opportunities to supply a wide range of smaller-scale consumers.

In the future, our diversified portfolio of products will combine unique solutions to supply our clients. This flexibility will maximize value not only in the trade unit business, but also in the marketing of our own energy generation and natural gas resources.

Develop renewable energy portfolio and foster low carbon technologies: After the start of the war in Europe, energy security has been added to the decarbonization equation, slowing down the progress of renewables expansion. However, even at a slower pace, energy transition is inexorable and the worldwide movement towards a cleaner energy matrix will persist. Hence, on a longer-term perspective, a company with a large portion of its business in power generation should be involved in the transition if it does not want to miss new opportunities in value chains that are to be unveiled. Nevertheless, the escalation of CAPEX for new renewable projects and the low energy prices in Brazil does not make renewable greenfield projects attractive, even less compared to Eneva's new business portfolio. Yet, the current energy market context can change, and we need to be prepared to capture opportunities in the unregulated market. Therefore, we have advanced on two fronts:

- a. Acquired Futura I solar farm, completed the project and replaced its energy contracts with better return "self-production" PPAs, de-risking the asset and maximizing its value. This was a unique opportunity for the company to develop new competencies in construction and operation of solar projects. The company also have an extensive portfolio of renewable projects and we have worked the past year to enhance their maturity. However, further greenfield renewable projects in the pipeline are not going to be developed in the short-term, unless CAPEX and energy price conditions make them favorable again. On the contrary, our objective is to make the pipeline viable, combine it with the Futura I solar farm and seek partners who would be willing to invest in this vehicle.
- b. Made an announcement to invest R\$ 500 MM until 2030 in decarbonization technologies as one of our ESG commitments. Our goal is not to develop specific technology from scratch. Instead, we want to identify technologies at mature development stages that might be ready to pilot in a small scale. From the pilots, we want to gain expertise, define economic viability, master knowledge, become first adopters and scale up. The objective is to reduce our own carbon footprint and be pioneers of new value chains that for certain will emerge from technology developments. During our Eneva Day 2023, we have presented the first version of the portfolio of new technologies we are evaluating and how we are planning to fund and expend the resources. As it usually happens with technology, our portfolio is dynamic and will be revised periodically to include new opportunities and/or discard those initiatives that did not prove practical and/or economical viable.

Final Remarks

Reading this letter, you may have noticed that in late 2021 and through 2022 Eneva transitioned from the end of our first growth cycle into the beginning of a second, even larger growth cycle. We advanced in all the strategic pillars we defined, delivered flagship projects that back in 2018 seemed a tremendous challenge for the company we were at that point in our history, and through the journey we became stronger, more capable, more resilient and more knowledgeable. While we were starting commercial operation of these projects, demonstrating a remarkable track record in execution, we were simultaneously signing new contracts, winning new energy auctions and acquiring high quality assets to complement our portfolio. In 2022 we set the foundations for our second growth cycle, with bigger challenges, but with a company that is also much more capable technically, financially and commercially. ***Through the first growth cycle (2017 – 2021), the company value increased 334%, and now, with larger and higher quality***

projects and many more avenues to capture upsides and with a much better prepared organization, I am certain that we will deliver even better returns in this new cycle.

The new growth cycle brings three main short-term challenges discussed in this letter: Start and ramp up the greenfield projects construction, capture the upsides identified for the assets we acquired and adjust the balance sheet, bringing leverage levels back to what they were by the end of 2021. To overcome these challenges, we have set short-term tactical initiatives for our six strategic pillars. To improve focus, we adjusted the organization and launched programs to develop new leaders and capabilities.

You may have noticed that I have purposely mentioned the word “competencies” several times in this letter. That is because our main competitive advantage relies in our vast set of competencies in the entire gas and thermal power generation value chains and how we connect these disciplines to interact, develop solutions and generate value. We are building a platform with the “right to win” in a diversified set of opportunities in the Brazilian energy market. An organization that will be able to succeed regardless of external conditions, that can easily adapt to different economic and political scenarios, develop new business models and devise different ways to monetize its resources. *We are building an agile, fit-for-purpose organization that is fulfilling its mission to deliver returns, energy security, inclusion and sustainability.*

Eneva's gas reserves are not connected to any transport pipeline. However, our R2W model connects them to the electrical transmission lines in Brazil and some neighboring countries, creating opportunities to substitute other thermal power plants that have higher variable costs and export energy. Also, our SSLNG business will reach parts of the country not connected to the gas transport pipeline, offering cleaner and more competitive energy solutions. Our trade unit capabilities are expanding, with a broader range of products, exporting energy and entering gas and hydrocarbons commercialization. Our gas hub concept is getting built and will further increase our portfolio of power plants and access to natural gas sources, leveraging Eneva's assets and commercial excellence. Our subsurface and exploration capabilities are stronger than ever, delivering consistent results year over year. Engineering and construction have a proven track record with the delivery of large projects and are now taking on new challenges, such as the Azulão 950 MW. The newly acquired assets and new contracts signed through 2022 will increase the share of fixed revenues (and fixed EBITDA) as compared to variable revenues (dispatch).

These achievements position us as a proxy to a bond with safe, fixed and stable inflation-adjusted income, which provide a good return to the investment, but with a great advantage: various possibilities that may yield substantial upsides. Our culture to pioneer energy solutions and deliver on our promises remains strong, and I assure you the team is aligned and motivated to take on new and more exciting challenges.

Stakeholders who look at Eneva solely based on thermal power plant dispatch to estimate revenues and company value are looking through a narrow window aimed at the past and might miss our proven execution capacity, the strong cash flows we have secured for the future and all the possibilities we are creating. I invite you all to look at our company through a much broader window, turned to the future, where the view shows our landmark evolution in 2022 and how we are structuring a dynamic company, capable to develop solutions to a variety of energy needs and with the right to win several opportunities ahead of us.

I would like to thank all our shareholders who have been with us through this journey and who have a long-term commitment to our company. *With a team that has shown an impressive track record in past years, maintained strong values and obsessive discipline in capital allocation and taken risks responsibly, I am certain that we will surprise you positively and continue to create superior value from projects that in most cases could be delivered only by Eneva.*

Key Operational Data

| Operational Data | | 4Q22 | 3Q22 | 2Q22 | 1Q22 | 4Q21 | 12M22 | 12M21 |
|--|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| Gas Thermal Generation - Parnaíba | | | | | | | | |
| Parnaíba I | Availability (%) | 100% | 100% | 99% | 99% | 97% | 99% | 95% |
| | Dispatch (%) | 36% | 29% | 21% | 0% | 75% | 22% | 73% |
| | Net Generation (GWh) | 579 | 268 | 302 | 0 | 1,040 | 1,149 | 4,021 |
| | Gross Generation (GWh) | 610 | 282 | 316 | 0 | 1,076 | 1,208 | 4,165 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 77.1% | 0% | 77% |
| | Generation for Free Market (%) | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 0.0% | 22.9% | 100% | 23% |
| Parnaíba II | Availability (%) | 100% | 97% | 88% | 95% | 93% | 95% | 73% |
| | Dispatch (%) | 69% | 93% | 32% | 0% | 81% | 49% | 85% |
| | Net Generation (GWh) | 744 | 993 | 316 | 0 | 816 | 2,054 | 2,791 |
| | Gross Generation (GWh) | 788 | 1,047 | 353 | 0 | 866 | 2,188 | 2,944 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 89.0% | 99.0% | 97.7% | 0.0% | 83.1% | 95% | 95% |
| | Generation for Free Market (%) | 11.0% | 1.0% | 2.3% | 0.0% | 16.9% | 5% | 5% |
| Parnaíba III | Availability (%) | 99% | 100% | 99% | 98% | 97% | 99% | 97% |
| | Dispatch (%) | 0% | 67% | 32% | 0% | 75% | 25% | 68% |
| | Net Generation (GWh) | 0 | 252 | 120 | 1 | 276 | 373 | 1,000 |
| | Gross Generation (GWh) | 0 | 263 | 125 | 1 | 285 | 389 | 1,035 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 76.5% | 0% | 81% |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 23.5% | 100% | 19% |
| Parnaíba IV | Availability (%) | 99% | 99% | 79% | 100% | 95% | 94% | 82% |
| | Dispatch (%) | 8% | 61% | 20% | 0% | 78% | 22% | 69% |
| | Net Generation (GWh) | 9 | 71 | 24 | 0 | 87 | 104 | 302 |
| | Gross Generation (GWh) | 10 | 75 | 25 | 0 | 91 | 110 | 316 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0% | 0% |
| | Generation for Free Market (%) | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 0.0% | 100.0% | 100% | 100% |
| Parnaíba V | Availability (%) | 95% | - | - | - | - | 95% | - |
| | Dispatch (%) | 58% | - | - | - | - | 58% | - |
| | Net Generation (GWh) | 239 | - | - | - | - | 239 | - |
| | Gross Generation (GWh) | 252 | - | - | - | - | 252 | - |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | - | - | - | - | 0% | - |
| | Generation for Free Market (%) | 100.0% | - | - | - | - | 100% | - |

Source: National System Operator (ONS), Electric Power Trading Chamber (CCEE), Reserve Certification disclosed by Eneva and the Company's internal controls and analyses.

1 - The Parnaíba V TPP was authorized by the National Energy Agency (ANEEL) to begin commercial operations at its generation unit in November 2022. The operational data for 4Q22 related to the plant in the above table refers to availability, dispatch and generation only after the beginning of commercial operations.

Key Operational Data (continued)

| Operational Data | | 4Q22 | 3Q22 | 2Q22 | 1Q22 | 4Q21 | 12M22 | 12M21 |
|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gas Thermal Generation - Roraima | | | | | | | | |
| Jaguatirica II | Availability (%) | 59% | 53% | 46% | 24% | - | 46% | - |
| | Dispatch (%) | 53% | 47% | 37% | 19% | - | 39% | - |
| | Net Generation (GWh) | 139 | 121 | 98 | 31 | - | 390 | - |
| | Gross Generation (GWh) | 147 | 128 | 103 | 32 | - | 410 | - |
| | Generation for Regulated Market (%) | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | - | 100.0% | - |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | - | 0.0% | - |
| Gas Thermal Generation - Third-party Fuel | | | | | | | | |
| Porto de Sergipe | Availability (%) | 96% | 79% | 84% | 95% | 72% | 88% | 57% |
| | Dispatch (%) | 0% | 0% | 0% | 26% | 100% | 6% | 50% |
| | Net Generation (GWh) | 0 | 2 | 0 | 785 | 2,395 | 787 | 4523 |
| | Gross Generation (GWh) | 0 | 2 | 0 | 805 | 2,452 | 806 | 4631 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 100.0% | 0% | 100% | 100% | 100.0% | 100.0% |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Fortaleza | Availability (%) | 100% | 100% | 100% | 100% | 25% | 100% | 45% |
| | Dispatch (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 6% | 0% | 15% |
| | Net Generation (GWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 412 |
| | Gross Generation (GWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 419 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 100.0% |
| Coal Thermal Generation | | | | | | | | |
| Itaqui | Availability (%) | 100% | 100% | 94% | 100% | 95% | 98% | 71% |
| | Dispatch (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 73% | 0% | 62% |
| | Net Generation (GWh) | 0 | 0 | 3 | 0 | 494 | 3 | 1573 |
| | Gross Generation (GWh) | 0 | 0 | 3 | 0 | 548 | 3 | 1768 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 99.7% | 0.0% | 99.6% |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 0.3% | 100.0% | 0.4% |
| Pecém II | Availability (%) | 100% | 74% | 100% | 99% | 100% | 93% | 98% |
| | Dispatch (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 71% | 0% | 66% |
| | Net Generation (GWh) | 0 | 3 | 3 | 0 | 505 | 5 | 1826 |
| | Gross Generation (GWh) | 0 | 3 | 3 | 0 | 564 | 6 | 2046 |
| | Generation for Regulated Market (%) | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 100.0% |
| | Generation for Free Market (%) | 0.0% | 100.0% | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 0.0% |
| Upstream | | | | | | | | |
| Parnaíba | GTU Dispatch (%) | 43% | 51% | 26% | 0% | 75% | 30% | 69% |
| | Production (Bi m ³) | 0.33 | 0.39 | 0.20 | 0.00 | 0.58 | 0.92 | 2.12 |
| | Remaining Reserves (Bi m ³) | 33.1 | 28.9 | 29.3 | 29.5 | 29.5 | 33.1 | 29.5 |
| Amazonas | Production (Bi m ³) | 0.05 | 0.04 | 0.04 | 0.02 | 0.00 | 0.15 | - |
| | Remaining Reserves (Bi m ³) | 14.5 | 14.7 | 14.8 | 7.1 | 7.1 | 14.5 | 7.1 |

Source: National System Operator (ONS), Electric Power Trading Chamber (CCEE), Reserve Certification disclosed by Eneva and the Company's internal controls and analyses.

1 – The Jaguatirica II TPP began commercial operations in a phased manner, as follows: the first gas turbine, on February 15, 2022; the second gas turbine, on March 11, 2022; and the steam turbine, on May 24, 2022.

2 – The Fortaleza TPP and the Porto de Sergipe I TPP were only included in Eneva's portfolio on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively, upon completion of their respective acquisition. For comparison purposes, is presenting the plants' average dispatch and generation data for 4Q21 and other quarters prior to the completion of their acquisition.

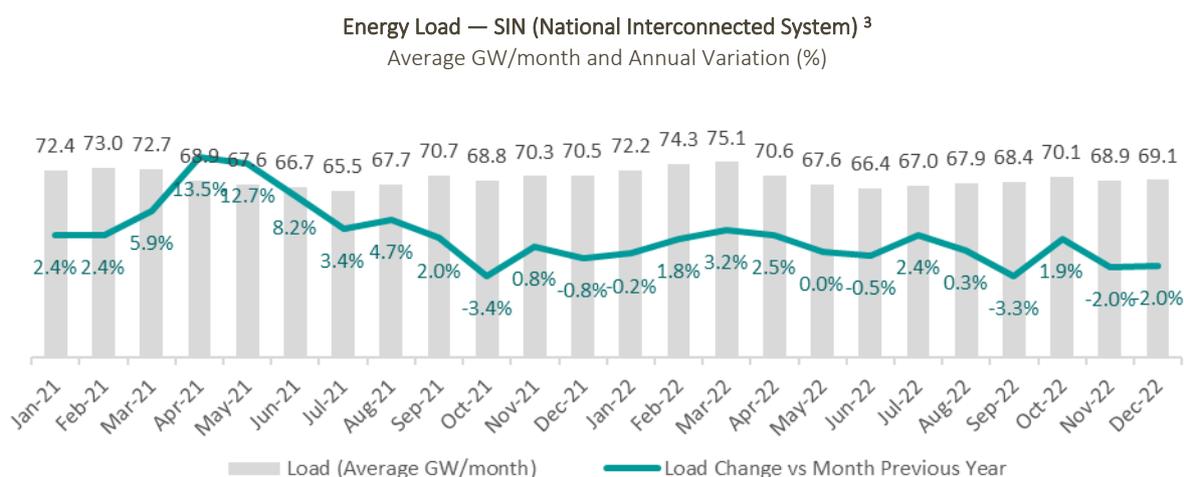
Industry Environment

- **Low need for thermal dispatch continues in 4Q22 due to load reduction and sustained high reservoir storage levels**

The average electricity load totaled 69.4 average GW in the National Interconnected System (“SIN”) in 4Q22, down 0.7% from 69.9 average GW in 4Q21 and up 2.4% from 67.8 average GW in 3Q22.

The load increase at the beginning of 4Q22 reflected a reversal of the wetter weather pattern observed in September 2022 and October 2021, with cold fronts concentrated only in the South region in October 2022 and temperatures above historical averages in the country, especially in the state capitals of the Southeast region and in much of the Midwest, North, and Northeast regions.¹

Starting in November 2022, higher rainfall and lower-than-average temperatures for the period were observed in most of the country compared to records for the same months in 2021. The impact of milder weather, together with the slowdown in economic activity expected for the period, as indicated by a reduction in both Brazil’s main economic confidence indexes and the Purchasing Managers’ Index (PMI), which tracks industry production volumes and the pace of the services sector, contributed to reducing the total load in the last two months of 4Q22.²

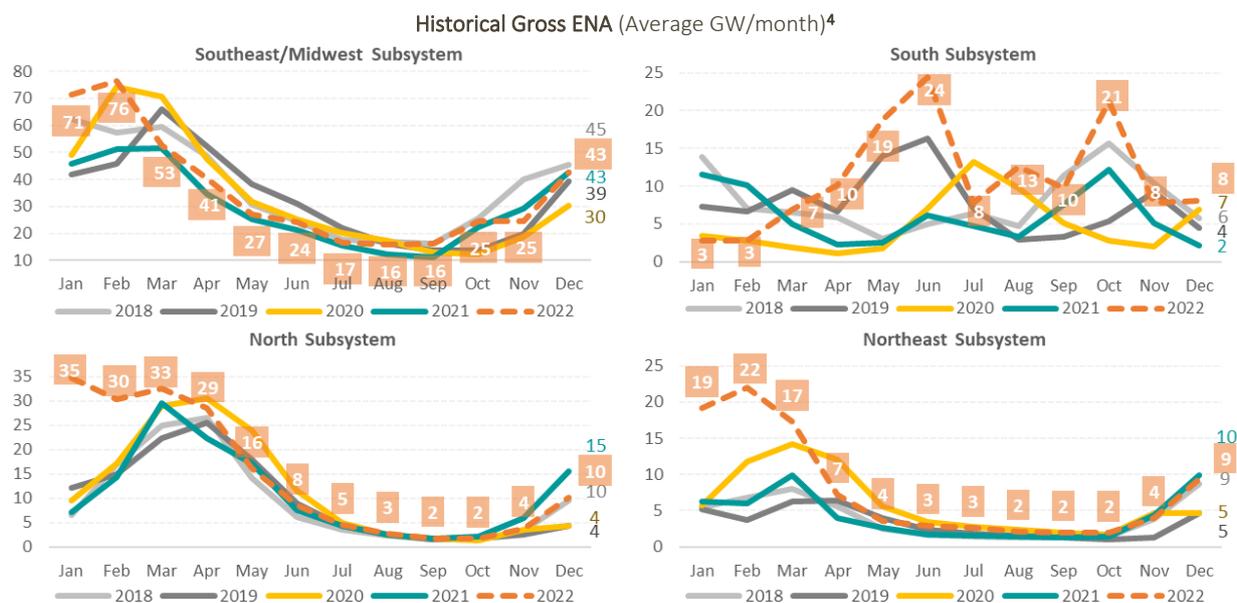


In 4Q22, rainfall volume was in the upper quartile of the historical averages in the Southeast/Midwest (SE/CO), the North, and the Northeast subsystems. In the South subsystem, there was an atypical volume of Affluent Natural Energy (ENA), as a result of a higher number of cold fronts in the period, resulting in the highest average ENA volume for a fourth quarter since 2015.

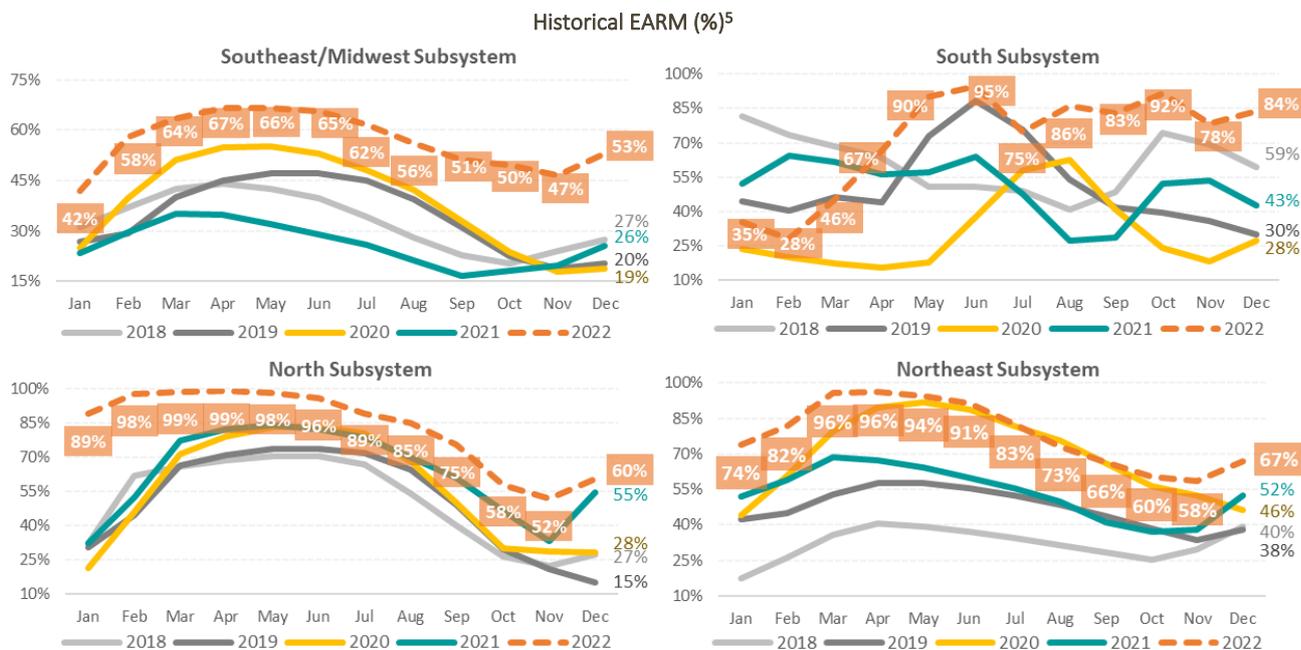
¹ Source: CCEE – InfoMercado newsletter 184 (October 2022) Available at <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> — Accessed on February 22, 2023.

² Sources: CCEE – InfoMercado newsletter 185 (November 2022) and 186 (December 2022), available at <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>, and the ONS – Monthly Load Bulletins – November 2022 and December 2022, available at <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> — Accessed on February 22, 2023.

³ Source: Historical data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx — Accessed on February 12, 2023.



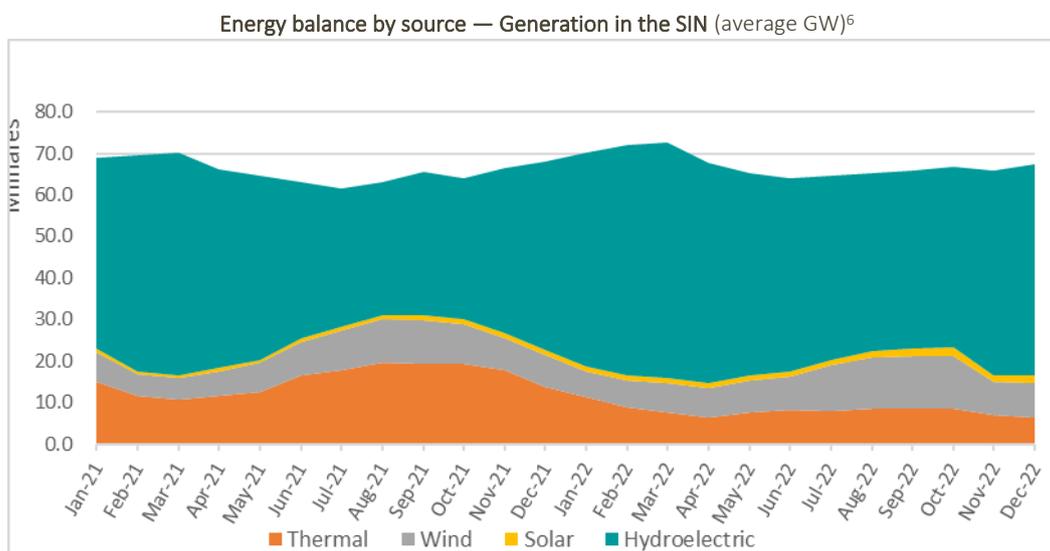
As a result of high ENA figures recorded in early 2022, the reduction in the load and the use of surplus energy generated in the South and Northeast subsystems to maintain reservoir volumes in the Southeast/Midwest, reservoir storage levels grew substantially in all the subsystems in 4Q22, ending 2022 above the historical averages. The average volume of stored energy (EARM) of the North subsystem was the highest for a year-end since the beginning of the historical series, in December 2000. Meanwhile, in the Northeast, Southeast/Midwest, and South subsystems, the EARM reached the highest figure for a year-end since 2005, 2011, and 2015, respectively.



⁴ Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx — Accessed on February 12, 2023.

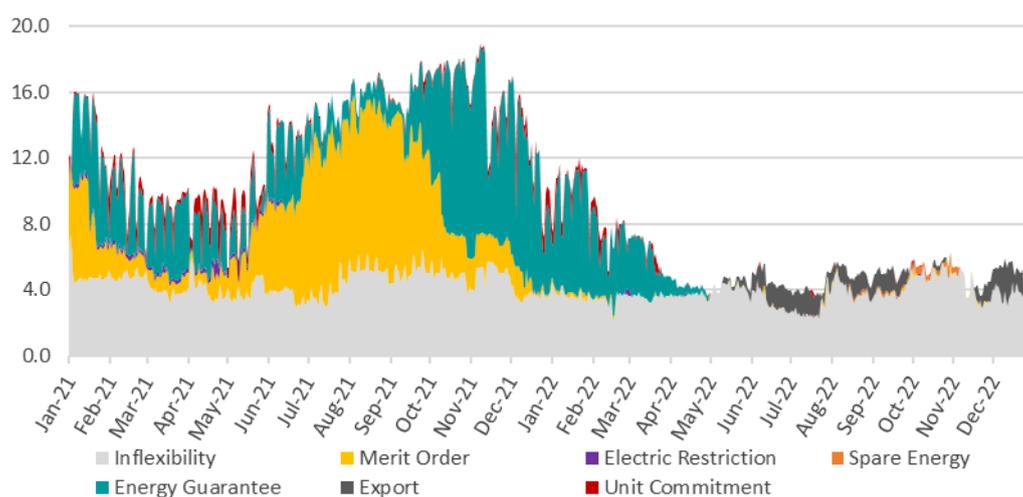
⁵ Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx — Accessed on February 12, 2023.

As a result of the favorable weather conditions that kept reservoir volumes high throughout 2022, hydroelectric sources accounted for around 72% of power generation in the SIN in 4Q22, up from 60% in 4Q21. Thus, the need for thermal dispatch was low in 4Q22, and thermal sources accounted for 11% of the total power generation in the SIN in 4Q22, down from 26% in 4Q21.



Merit order thermal dispatch in the SIN was close to zero in 4Q22, and power generation from thermal sources was basically driven by operational inflexibility and exports to Argentina⁷.

Thermal Dispatch by Main Types — SIN (average GW)⁸

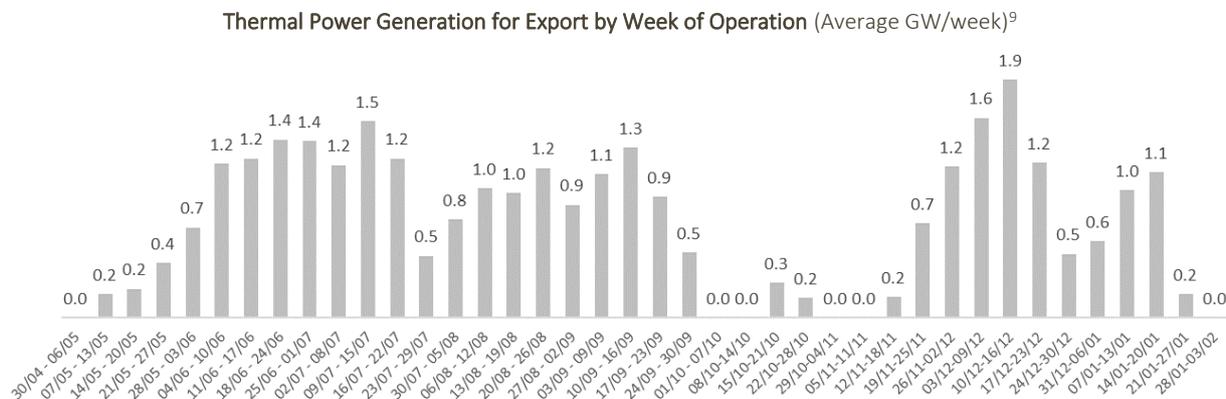


⁶Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx — Accessed on February 21, 2023.

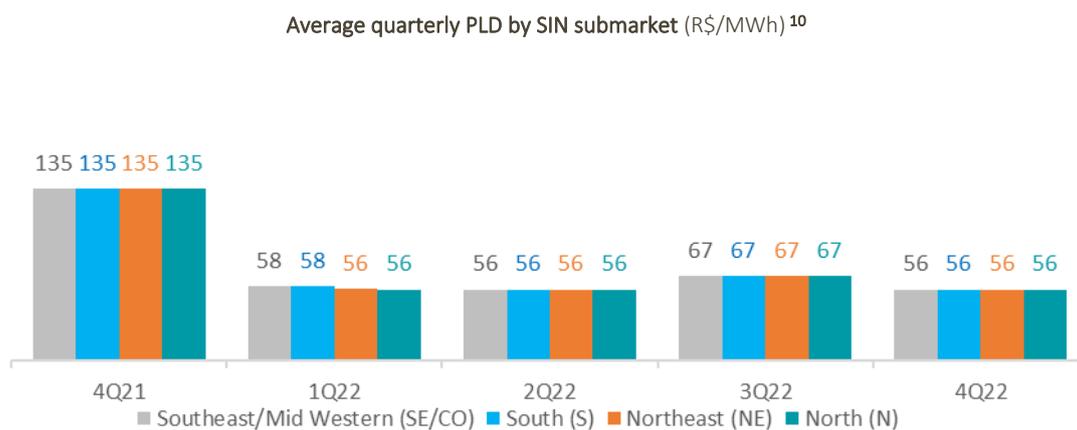
⁷ This energy sale modality was provided for in Ordinance 418/2019 issued by the Ministry of Mines and Energy, which established guidelines for interruptible energy exports to Argentina, in the form of bilateral contracts for periods of up to one week. A trading agent in Brazil brokers the contracts and negotiates with Brazilian thermal generators that are out of the merit order and that, therefore, can sell energy abroad to supply the demand expected by CAMMESA, the Argentinean electric system operator and planner.

⁸ Source: Data available on the website of the ONS, at <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> — Accessed on February 21, 2023.

In 4Q22, Argentina showed signs of an increase in energy demand, albeit at a smaller scale, for two weeks in October, then demand for thermal energy grew from the second half of November to mid-December, when it started falling again.



As a result of favorable weather, the average difference settlement price (PLD) remained at the structural regulatory floor of R\$56/MWh in all the submarkets.



⁹ Data available on the website of the ONS, in the Weekly Operation Bulletins – Energy Production – Reason for Weekly Dispatch –, at <http://sdro.ons.org.br/SDRO/semanal/> - Accessed on February 12, 2023.

¹⁰ Source: Data available on the website of CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> — Accessed on February 12, 2023.

ENEVA Performance:

Power Generation

- Addition of around 2.0 GW of installed capacity in operation in 4Q22, with the completion of the acquisition of the Porto de Sergipe I TPP and the start of commercial operations at the Parnaíba V TPP

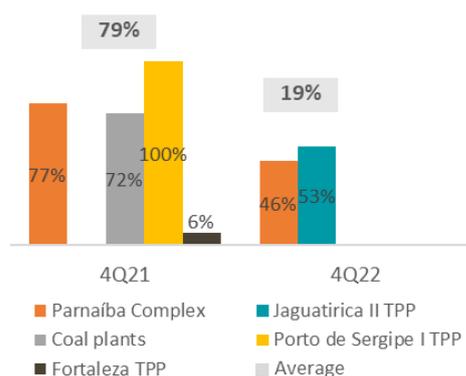
On October 3, 2022, Eneva concluded the acquisition of 100% of the shares issued by CELSEPAR – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. and CEBARRA – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A. The main asset acquired through this transaction was Porto de Sergipe I, a combined-cycle gas-fired thermal power plant in the state of Sergipe. The plant has been in operation since 2020 and has an installed capacity of 1,593 MW.

On November 16, 2022, the National Electric Energy Agency (ANEEL) authorized the Parnaíba V TPP to start commercial operations of its generating unit — a steam turbine with an installed capacity of 385.75 MW¹¹—, following the conclusion of the required commissioning processes since August 2022. With the start of the Parnaíba V TPP’s operations, Eneva closed the simple cycle of the Parnaíba I TPP, adding power generation capacity without the need for additional gas consumption.

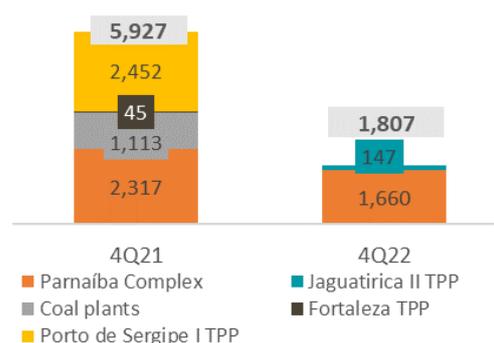
The Parnaíba V TPP will be able to sell energy in the free market, including power generation for export, until the end of 2023. As of January 2024, the plant has regulated contracts involving 326.4 average MW under the 2018 A-6 ANEEL New Energy Auction for a supply period of 25 years.

- **Quarterly Comparison – Eneva TPPs’ Performance**

Average Dispatch Weighted by Installed Capacity (%) ¹²



Total Gross Power Generation (GWh) ¹²



¹¹ ANEEL authorized the start of commercial operations of Parnaíba V TPP with limited power capacity of 365.32 MW. The approval of the beginning of commercial operations with limited power is in line with the provisions of paragraph 4 of article 7 of Normative Resolution no. 1,029/2022 and its main objective is to enable the Parnaíba V TPP to sell energy while completing operational adjustments and small activities that will allow the asset to reach its maximum power.

¹² For comparison purposes, the average dispatch and generation graphs show the 4Q21 results of the Fortaleza and Porto de Sergipe I TPPs, which only became part of Eneva’s portfolio on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively, with the completion of their respective acquisition.

▪ **Regulatory Dispatch**

Throughout 2022, the hydrological scenario remained favorable, contributing to the maintenance of high reservoir storage levels. As a result, the PLD remained at low levels in 4Q22 and there was no need for merit order thermal dispatch in the SIN.

It is worth highlighting that the Fortaleza TPP was also shut down in the same period, having fulfilled its contractual delivery of energy to the distributor in the state of Ceará through the generation of energy directly from the fuel supplier, as provided for in its contract.

The regulatory dispatches of the Company’s TPPs were concentrated in:

- (i) the Parnaíba II TPP, which dispatched power in October and November 2022 to comply with its inflexibility period, as provided for in its regulated contract. Gross generation amounted to 717 GWh for the two-month period;
- (ii) the Jaguarica II TPP, located in Roraima’s isolated system, which had an average dispatch of 53% and gross generation of 147 GWh in 4Q22. The plant recorded 59% availability in the quarter, operating, on average, at half of its capacity of 140 MW throughout the quarter (70 MW corresponding to only one gas turbine and half the capacity of its steam turbine). This arrangement was designed to enable repairs and part replacements after the identification of problems in the gearboxes and exhausts of the gas turbines.

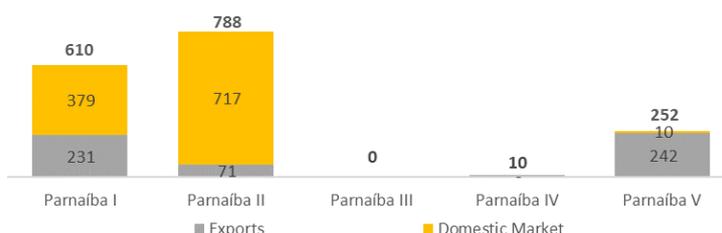
▪ **Power Generation for Export and Commissioning**

In 4Q22, Parnaíba I TPP recorded total gross generation of 610 GWh. Of this total, 62% was concentrated at the beginning of the quarter, directed to the tests carried out within the scope of the commissioning of the Parnaíba V TPP’s steam turbine, with net generation proportional to this amount settled at the PLD. The remaining 38% was generated to comply with bilateral electricity export contracts signed with Argentina in the period.

The Parnaíba V TPP recorded total gross generation of 252 GWh in 4Q22, having exported 96% of this amount and settled the remaining 4% of net generation at the PLD, in the context of the tests carried out.

Following the end of its contractual inflexibility period — in December 2022 —, the Parnaíba II TPP generated 71 GWh for export to Argentina, equivalent to 9% of its total generation in the period. The Parnaíba IV TPP generated 10 GWh in 4Q22, and this entire amount was destined for energy export.

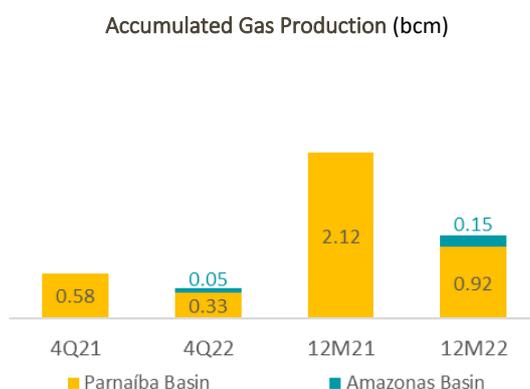
Parnaíba Complex Total Gross Generation in 4Q22 (GWh)



Upstream

Gas Production

The Company's natural gas production totaled 0.38 billion cubic meters (bcm) in 4Q22, of which 0.33 bcm was in the Parnaíba Complex and 0.05 bcm in the Amazonas Basin, in the Azulão Field, to supply the Jaguatirica II TPP. Gas production was down due to lower dispatch of the Parnaíba gas-fired plants in 4Q22 compared to 4Q21. At the Azulão Field, Eneva recorded a slight increase in the volume of gas produced in the quarter compared to the 0.04 bcm recorded in the two previous quarters.



Annual Certification of Reserves and Resources

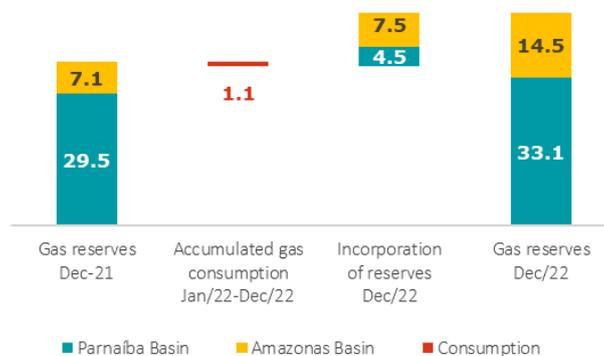
At the end of 4Q22, Eneva's 2P natural gas reserves totaled 47.5 bcm. Of this total, 33.1 bcm was concentrated in the Parnaíba Basin and 14.5 bcm in the Amazonas Basin (in the Azulão Field), reflecting the certified reserves disclosed as of February 1, 2023, through the reserve certification reports as of December 31, 2022, prepared by Gaffney, Cline & Associates (GCA).

GCA's reserve reports indicated total incorporation of 12.0 bcm of 2P natural gas reserves compared to the volume of certified reserves on December 31, 2021, with increases of 4.5 bcm in the Parnaíba Basin and 7.5 bcm in the Amazonas Basin. The main drivers for the incorporation of reserves were:

- ✓ **Parnaíba Basin:** Gavião Mateiro Field (+4.4 bcm of 2P natural gas reserves). The accumulation was discovered at the end of 2021 and originated the São Domingos Discovery Evaluation Plan (PAD), which was evaluated through extension wells 3-ENV-32-D-MA, 3-ENV-34-MA, 3-ENV-37D, and 3-ENV-38 in 2022 and whose declaration of commerciality took place on November 10, 2022; and
- ✓ **Amazonas Basin:** Azulão Field (+7.5 bcm of 2P natural gas reserves). The increase in reserves in the year-on-year comparison considers the positive result of the five development wells already drilled in the field (7-AZU-2D, 7-AZU-3, 7-AZU-4D, 7-AZU-5D, and 7-AZU-6D) and the well 1-ENV-31D-MA drilled on site.

Considering the accumulated production of 1.1 bcm of natural gas in both basins in 2022, the net incorporation of 2P reserves was 11.0 bcm of natural gas in 2022. As a result, the Company's total reserve replacement ratio reached 1,125% in 2022.

Annual Evolution of Gas Reserves (bcm)



GCA also certified, on December 31, 2022, 2P condensate reserves totaling 5.7 million barrels (MMbbl), of which 0.3 MMbbl in the Parnaíba Basin and 5.4 MMbbl in the Azulão Field.

Additionally, GCA certified the following volumes of 2C (P50) contingent resources as of December 31, 2022, as described in the reports disclosed in February 2023 related to the Parnaíba, Amazonas and Solimões basins:

- ✓ **Parnaíba Basin, Lago dos Rodrigues PAD:** 0.33 bcm of 2C natural gas contingent resources;
- ✓ **Amazonas Basin, Anebá PAD:** 2.01 bcm of 2C natural gas contingent resources; 1.72 MMbbl of 2C condensate contingent resources; 4.34 MMbbl of 2C oil contingent resources; and 0.202 bcm of associated gas 2C contingent resources;
- ✓ **Solimões Basin, Juruá Area:** 24.04 bcm of 2C natural gas contingent resources.

Financial Performance

Consolidated

| Consolidated Income Statement | (R\$ million) | | | | | |
|--|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Net Operating Revenues | 2,319.6 | 1,682.5 | 37.9% | 6,128.6 | 5,124.4 | 19.6% |
| Operating Costs | (1,688.3) | (1,004.9) | 68.0% | (4,251.3) | (3,181.7) | 33.6% |
| Depreciation and amortization | (284.9) | (140.9) | 102.3% | (695.9) | (547.5) | 27.1% |
| Operating Expenses | (348.3) | (158.2) | 120.2% | (851.1) | (544.8) | 56.2% |
| Dry Wells and provisions for doubtful accounts | 4.4 | (17.2) | N/A | (27.9) | (55.6) | -49.9% |
| Depreciation and amortization | (99.6) | (15.4) | 548.4% | (142.4) | (61.3) | 132.2% |
| Other revenue/expenses | (104.7) | 167.5 | N/A | 254.9 | 194.6 | 31.0% |
| Equity Income | 0.2 | (0.7) | N/A | 2.8 | (0.7) | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 563.0 | 842.5 | -33.2% | 2,122.3 | 2,200.7 | -3.6% |
| EBITDA excluding dry wells ¹ | 558.5 | 859.7 | -35.0% | 2,150.1 | 2,256.3 | -4.7% |
| Net Financial Result | (395.4) | (152.2) | 159.7% | (767.2) | (186.5) | 311.3% |
| EBT | (216.9) | 534.0 | N/A | 516.8 | 1,405.3 | -63.2% |
| Current taxes | (29.0) | (27.5) | 5.4% | (89.7) | (105.9) | -15.2% |
| Deferred taxes | 53.4 | (17.1) | N/A | (51.3) | (126.1) | -59.4% |
| Minority Interest | 1.4 | (0.0) | N/A | - | (0.0) | N/A |
| Net Income | (193.9) | 489.4 | N/A | 375.8 | 1,173.3 | -68.0% |

| Recurring EBITDA | (R\$ million) | | | | | |
|---|----------------|--------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| EBITDA excluding dry wells ¹ | 558.5 | 859.7 | -35.0% | 2,150.1 | 2,256.3 | -4.7% |
| Non Recurring Items | (211.0) | 171.0 | 0.0% | 130.9 | 199.0 | 0.0% |
| Performance Bonus | (27.0) | - | - | (27.0) | - | - |
| Expenses associated with Integration | (15.0) | - | - | (28.1) | - | - |
| M&A Success Fees and Expenses | (48.0) | (6.0) | - | (87.0) | (20.0) | - |
| Hydro Plants Fair Value Adjustment and Goodwill Write-off | (52.0) | - | - | (52.0) | - | - |
| Bargain Purchase from Focus Acquisition | - | - | - | 122.0 | - | - |
| Bargain Purchase from CGTF Acquisition | - | - | - | 216.0 | - | - |
| PIS/COFINS Credits | - | - | - | 56.0 | 25.0 | - |
| Exclusion of ICMS from PIS/Cofins base | - | - | - | - | 12.0 | - |
| Suppliers Write-off | - | 27.0 | - | - | 32.0 | - |
| Itaqui Impairment Reversal | - | 150.0 | - | - | 150.0 | - |
| Coal contract cancellation fee | (69.0) | - | - | (69.0) | - | - |
| Recurring EBITDA | 769.5 | 688.7 | 11.7% | 2,019.2 | 2,057.3 | -1.9% |
| Recurring EBITDA Margin (%) | 33% | 41% | -7.8 p.p. | 33% | 40% | -7.2 p.p. |

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

Recurring EBITDA totaled R\$769.5 million in 4Q22, versus R\$688.7 million in 4Q21. In 4Q22, one-off items totaled negative R\$211.0 million, of which (i) R\$63.0 million refers to expenses related to the acquisition and integration of assets acquired through M&A transactions, recorded in Other Expenses, of which R\$52.1 million in the Holding segment and R\$10.9 million in the Gas Generation segment; (ii) R\$27.0 million refers to performance bonus, recorded in SG&A in the Holding segment; (iii) R\$52.0 million relates to the non-cash impact of the fair value adjustment and goodwill of Hydropower Plants acquired from Focus, within the context of the merger of this company into Eneva S.A., recorded in Other Expenses

in the Holding segment; and (iv) R\$69.0 million refers to the cancellation of the coal supply agreement in 4Q22, due to low dispatch in 2022 and the fact that there was no need for the full contracted load, recorded in Costs in the Coal segment. In 4Q21, non-recurring items totaled R\$171.0 million, chiefly due to the impact of impairment reversals at Itaquí Geração de Energia, recorded in Other Expenses in the Coal segment.

Excluding these one-off effects, recurring EBITDA rose 11.7% between 4Q21 and 4Q22 as a result of the completion of the incorporation of operating assets Fortaleza TPP and Porto de Sergipe I TPP in 3Q22 and 4Q22, respectively, which brought in R\$454.0 million in EBITDA in the period. In addition, the beginning of commercial operations at the Jaguatirica II TPP in 2022 generated R\$25.2 million in EBITDA, while energy exports to Argentina brought in EBITDA of R\$96.9 million in the period. This increase was partially mitigated by the effect of lower dispatch at all the plants (30% in 4Q22 versus 75% in 4Q21), with a total variation of R\$400.0 million, reducing variable revenues in the coal-fired generation and own gas-fired generation segments, and the increase in exploration and general & administrative expenses.

The net financial result was negative R\$395.4 million in 4Q22, versus negative R\$152.2 million in 4Q21. This change was mainly due to (i) an upturn of R\$225.3 million in spending on interest on debentures, due to an increase in the volume of debentures in the Company's total indebtedness in the period as a result of the new issues made by Eneva S.A., the incorporation of CELSE's debentures after the closing of the transaction, in addition to the reclassification in the financial result of financial expenses of related to projects that started operating in 2022, which used to be classified as Property, Plant, and Equipment, and an increase in the CDI rate in the period; (ii) an upturn of R\$100.8 million in expenses related to debt charges, reflecting the beginning of operations at the Azulão-Jaguatirica and Parnaíba V projects and the payment schedule of CELSE's debt; (iii) partially mitigated by an increase of R\$40.7 million in Income from Financial Investments in the quarterly comparison, reflecting a higher cash position and an increase in the average CDI rate in the period.

The net income consolidated result was negative R\$193.9 million in 4Q22, versus positive R\$489.4 million in 4Q21.

Consolidated Cash Flow

| Free Cash Flow | (R\$ million) | | | | | |
|--|------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | Absolute Change | 12M22 | 12M21 | Absolute Change |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 563.0 | 842.5 | (279.5) | 2,122.3 | 2,200.7 | (78.4) |
| (+) Changes in Working Capital | (68.4) | (477.6) | 409.2 | (500.1) | (748.5) | 248.4 |
| (+) Income Tax | (23.4) | (32.6) | 9.2 | (75.2) | (95.0) | 19.8 |
| (+) Other Assets & Liabilities | (30.0) | (16.4) | (13.5) | (36.7) | (60.2) | 23.4 |
| Cash Flow from Operating Activities | 441.2 | 315.8 | 125.4 | 1,510.3 | 1,297.1 | 213.2 |
| Cash Flow from Investing Activities | (5,831.6) | (274.4) | (5,557.2) | (9,285.5) | (1,135.8) | (8,149.6) |
| Cash Flow from Financing Activities | (1,517.6) | (384.3) | (1,133.3) | 8,120.2 | (379.8) | 8,500.0 |
| New Debt and Others | 110.7 | 0.0 | 110.7 | 6,539.7 | 480.9 | 6,058.8 |
| Debt amortization | (1,002.7) | (54.7) | (948.0) | (1,150.6) | (116.1) | (1,034.6) |
| Interest | (617.5) | (180.7) | (436.8) | (952.1) | (403.6) | (548.5) |
| Other | (8.1) | (148.9) | 140.8 | 3,683.3 | (341.0) | 4,024.3 |
| Total Cash Position ¹ | 2,022.3 | 1,677.7 | 344.6 | 2,022.3 | 1,677.7 | 344.6 |

1 - Includes cash and cash equivalents.

The Company's Cash Flow from Operating Activities (CFO) reached R\$441.2 million in 4Q22, driven by the operating result in the quarter but partially mitigated by the negative impact of the changes in working capital in the period. In 4Q22, working capital needs were basically due to the combination of the following effects:

- (i) an increase in the accounts receivable balance related to export revenues at the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs with a negative net impact of around R\$92 million on cash flow in the quarter, reflecting future entries provisioned in this account at an amount higher than export revenues in the quarter, following the average contractual payment terms;
- (ii) an upturn in the accounts receivable balance with a negative net impact of around R\$70 million on cash flow arising from accounts receivable of the TPPs with regulated contracts in effect in the period, reflecting the contractual adjustment, in effect as of November 2022, of fixed revenues from regulated energy sale contracts in effect, especially a R\$39.2 million increase in fixed revenues of the Porto de Sergipe I TPP, reflecting the plant's greater fixed revenue base;
- (iii) a R\$200 million payment to supplier GE Capital as part of the agreed amount for the acquisition of 100% of the shares issued by CELSEPAR and CEBARRA ("CELSE"), with a negative impact on Suppliers. It is worth noting that the total acquisition amount was R\$6.4 billion considering this amount and the amounts recorded in Cash Flow from Investing Activities (CFI) and Cash Flow from Financing Activities (CFF), as detailed below, as well as CELSE's cash balance of R\$173 million before the acquisition, the latter with no impact on consolidated Cash Flow in 4Q22; and
- (iv) positive impacts on accounts payable in excess of R\$170 million in the quarter, partially offsetting the effects described above, driven by an increase of around R\$47 million in general and administrative provisions in the Holding segment, an upturn of R\$49 million in provisions for bonuses and profit sharing, and higher provisions for energy export compensation costs in 4Q22, with an impact of around R\$20 million;
- (v) cash income totaling R\$75 million; and

- (vi) a positive adjustment of R\$52.0 million as a corresponding entry to the non-cash amount recorded in EBITDA in 4Q22 related to the fair value adjustment and goodwill recorded upon the sale of Hydropower Plants.

Cash flow from investing activities (CFI) totaled a cash outflow of R\$5,831.6 million in 4Q22, mainly due to the following disbursements: (i) R\$5,291.2 million related to most of the amount disbursed by the Company in October to complete CELSE's acquisition; (ii) R\$69.8 million destined for the construction of the Parnaíba VI TPP; (iii) R\$67.1 million related to the acquisition of spare parts for the scheduled shutdown of the Porto de Sergipe I TPP; (iv) R\$64.8 million for the construction of liquefaction units in the Parnaíba Complex to perform the small-scale LNG sale agreements entered into by Eneva to supply the industrial facilities of Suzano S.A. and Vale S.A.; (v) R\$55.1 million in payments to the supplier of the gas turbine for the Azulão 950 MW project; (vi) R\$54.3 million directed to Upstream exploration and development activities in the Parnaíba Basin; (vii) R\$50.4 million related to the construction of the Futura 1 solar project; (viii) R\$47.6 million related to the acquisition of additional cryoboxes, equipment and services associated with the installation of equipment in the liquefaction plant of the Azulão-Jaguatirica system; (ix) R\$22.9 million in payments related to the replacement of belts at Pecém II and R\$2.0 million in maintenance of structures and belts at Itaqui; (x) around R\$11.0 million allocated to construction works and projects at the Holding company; (xi) around R\$10.0 million directed to maintenance and renovations at Parnaíba I and Parnaíba II; and (xii) R\$3.6 million destined to the construction of the Parnaíba V TPP.

In 4Q22, Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net cash outflow of R\$1,517.6 million, mainly due to the following impacts:

- (vii) payments related to the early settlement of CELSE's financing agreement with GE Capital as part of the amount agreed for the acquisition of CELSE, composed of amortization of principal totaling R\$757.0 million and interest amounting to R\$124.8 million; and
- (viii) amortization of principal and interest totaling R\$738.4 million, according to the Company's debt amortization schedule, related to FINEP financing at Eneva, financing from Banco da Amazônia S.A. (BASA) for the Azulão-Jaguatirica Integrated Project, loans taken out and collateral granted by Focus Energia and its subsidiaries, the debentures issued by Parnaíba I Geração de Energia S.A. in 2018 (incorporated into Parnaíba Geração e Comercialização S.A. in 2020), the debentures issued by Parnaíba II Geração de Energia S.A. in 2019, the debentures issued by Eneva in 2019 and 2020 in the 2nd, 3rd, and 5th debenture issuances of Eneva S.A. and loans and debentures issued by CELSE.

In 4Q22, CFF was also positively impacted by financing disbursements for the Company's projects totaling R\$110.7 million, of which R\$88.6 million from Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) for the construction of the Parnaíba V TPP and R\$22.1 million related to the Northeast Development Fund (*Fundo de Desenvolvimento do Nordeste* — FDNE) credit line to finance the Parnaíba VI TPP.

ENEVA ended 4Q22 with a consolidated free cash balance of R\$2,002.3 million, not including the balance of escrow accounts linked to the Company's financing agreements recorded in Liabilities, totaling R\$898.2 million, R\$613.6 million of which concentrated at CELSE.

Economic-Financial Performance by Segment

Gas-Fired Thermal Generation in Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, which owns the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns the Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs, in addition to being the SPE responsible for the development of the Parnaíba VI TPP.

| Income Statement - Parnaíba Generation | (R\$ million) | | | | | |
|---|---------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Gross Operating Revenues | 658.6 | 857.5 | -23.2% | 2,260.0 | 3,011.6 | -25.0% |
| Fixed Revenues | 377.2 | 354.7 | 6.3% | 1,462.5 | 1,356.5 | 7.8% |
| Variable Revenues | 281.4 | 502.9 | -44.0% | 797.5 | 1,655.2 | -51.8% |
| Contractual ¹ | 0.1 | 357.6 | -100.0% | (12.9) | 1,070.5 | N/A |
| Short Term market | 281.3 | 145.3 | 93.6% | 810.4 | 584.6 | 38.6% |
| Reestablishment of commercial backing -FID | 0.1 | - | N/A | 0.1 | 0.1 | 0.0% |
| Others | 281.3 | 145.3 | 93.6% | 810.4 | 584.6 | 38.6% |
| Deductions from Gross Revenues | (65.9) | (84.2) | -21.8% | (225.1) | (311.9) | -27.8% |
| Unavailability (ADOMP) | - | 0.3 | N/A | (0.1) | (8.9) | -99.2% |
| Net Operating Revenues | 592.8 | 773.4 | -23.4% | 2,034.8 | 2,699.7 | -24.6% |
| Operating Costs | (425.0) | (646.9) | -34.3% | (1,443.7) | (2,277.6) | -36.6% |
| Fixed Costs | (145.3) | (106.7) | 36.1% | (541.1) | (458.1) | 18.1% |
| Transmission and regulatory charges | (45.5) | (23.9) | 90.1% | (167.9) | (90.6) | 85.3% |
| O&M | (33.9) | (16.6) | 104.0% | (111.8) | (102.8) | 8.7% |
| GTU fixed lease | (65.9) | (66.2) | -0.5% | (261.5) | (264.6) | -1.2% |
| Variable Costs | (235.9) | (497.3) | -52.6% | (729.3) | (1,648.6) | -55.8% |
| Fuel (natural gas) | (122.3) | (198.5) | -38.4% | (344.1) | (715.9) | -51.9% |
| Gas distribution tariff | (9.2) | (14.4) | -36.3% | (25.4) | (52.1) | -51.3% |
| GTU variable lease | (0.9) | (259.7) | -99.6% | (118.2) | (539.6) | -78.1% |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | (66.5) | (1.9) | 3402.5% | (124.2) | (324.9) | -61.8% |
| Fixed Revenues Devolution | (32.3) | - | N/A | (100.9) | - | N/A |
| Others | (4.7) | (22.8) | -79.4% | (16.5) | (16.1) | 2.5% |
| Depreciation and Amortization | (43.9) | (42.9) | 2.4% | (173.4) | (170.9) | 1.5% |
| Operating Expenses | (11.4) | (3.2) | 255.8% | (34.3) | (23.2) | 48.0% |
| SG&A | (11.3) | (3.0) | 271.4% | (33.6) | (22.6) | 48.8% |
| Depreciation and Amortization | (0.1) | (0.2) | -34.5% | (0.6) | (0.6) | 14.2% |
| Other revenues/expenses | (0.0) | 18.7 | N/A | 43.7 | 22.6 | 93.3% |
| Equity Income | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 200.3 | 184.9 | 8.3% | 774.5 | 593.0 | 30.6% |
| Non-recurring items | - | 27.0 | | 44.0 | 36.0 | |
| PIS/COFINS Credits | - | - | | 44.0 | 4.0 | |
| Suppliers Write-off | - | 27.0 | | - | 32.0 | |
| Recurring EBITDA | 200.3 | 157.9 | 26.8% | 730.5 | 557.0 | 31.1% |
| Recurring EBITDA Margin (%) | 34% | 20% | 13.4 p.p. | 36% | 21% | 15.3 p.p. |

¹ Contractual = Includes Regulated Market Energy Purchase Agreement

The quarter was marked by an average dispatch of 59% at the plants of the Parnaíba Complex, down from 97% in 4Q21. Nevertheless, gross variable revenues of the segment reflected (i) dispatch of the Parnaíba

I, Parnaíba II, Parnaíba IV, and Parnaíba V TPPs to export energy to Argentina, with variable revenues of R\$172.1 million; (ii) settlement of energy of the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs for the commissioning of the steam turbine of the combined cycle, which totaled R\$23.1 million; and (iii) the sale of available (not contracted) energy at the Parnaíba I TPP together with Eneva Comercializadora, which totaled R\$75 million. The transaction has a corresponding entry in Variable Costs under Reestablishment of Commercial Backing (FID), totaling a net amount of R\$10.8 million.

It is worth mentioning that, in 4Q22, fixed revenues at Parnaíba II were negatively impacted by the fulfillment of the Consent Decree (*Termo de Ajuste de Conduta* — TAC) of 2014, focused on mitigating the effects of the delay in the startup of the plant. As a contribution to tariff affordability, said TAC¹² established a R\$334.1 million decline in the plant's fixed revenues as of January 2022, as follows: a reduction of R\$13.0 million and R\$ 25.6 million, per year, between 2022 and 2025 and 2026 and 2036, respectively. These amounts are adjusted by the IPCA inflation index.

As a result, the net operating revenues of the segment dropped 23.3% from 4Q21.

Fixed costs totaled R\$145.3 million in 4Q22, up 36.1% over 4Q21, mainly due to (i) the payment of the Electricity Transmission Fee (“TUST”) related to the Parnaíba V TPP, in the amount of R\$14.2 million, which did not occur in 4Q21; (ii) adjustment of the TUST in July 2022, with an additional impact of R\$7.0 million at the Parnaíba I TPP, due to the end of the stability period; and (iii) an increase in O&M costs mainly driven by costs related to maintenance at the Parnaíba I TPP, expected for 3Q22 and postponed to 4Q22, and an adjustment to the provision for employee bonuses/profit sharing due to the achievement of the Company's target.

Variable costs decreased 52.6% from 4Q21, totaling R\$235.9 million in 4Q22, including (i) fuel destined to plant dispatch; (ii) R\$63 million related to the trading of energy between the Parnaíba I TPP and Eneva Comercializadora, as explained above, recorded in Reestablishment of Commercial Backing (FID); and (iii) reimbursement associated with energy exports to Argentina, recorded in Return of Fixed Revenues, with a direct impact on the calculation of variable leasing at the Parnaíba I TPP. This cost was exponentially lower because, in 4Q22, generation was mostly concentrated at the Parnaíba II, IV, and V TPPs, which do not have a variable leasing agreement with the Upstream segment.

In 4Q22, EBITDA from energy exports to Argentina² totaled R\$96.9 million, of which R\$63.4 million refers to the Parnaíba V TPP alone, which began operations in November 2022 but operates in the free market, given that its contract in the regulated market will begin in January 2024. As a result, by exporting energy, the plant does not incur costs related to the reestablishment of commercial backing to the Brazilian electrical system.

Thus, recurring EBITDA totaled R\$200.3 million in 4Q22, 26.8% higher than in 4Q21. The start of commercial operations at the Parnaíba V TPP led to an increase in the variable margin, which more than offset the decline in the fixed margin in the period. In addition, recurring EBITDA was adjusted in 4Q21 to exclude the positive effect of reversals of provisions for payments to suppliers recorded in previous years that did not materialize, in the amount of R\$27.0 million, included in the Other Revenues/Expenses line.

¹² Parnaíba II's Consent Decree (Maranhão III TPP) can be accessed at

https://portal.tcu.gov.br/data/files/15/57/9B/B5/7DDC9710FC66CE87E18818A8/TAC_UTE_Maranhao%20III.pdf.

² This energy sale modality was provided for in Ordinance 418/2019 issued by the Ministry of Mines and Energy, which established guidelines for interruptible energy exports to Argentina, in the form of bilateral contracts for periods of up to one week. A trading agent in Brazil brokers the contracts and negotiates with Brazilian thermal generators that are out of the merit order and that, therefore, can sell energy abroad to supply the demand expected by CAMMESA, the Argentinean electric system operator and planner.

Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of the subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP (“Jaguatirica II TPP”). It is worth noting that the result of the Azulão Field is consolidated in the Upstream segment.

| Income Statement - Jaguatirica II TPP | (R\$ million) | | | | | |
|---|---------------|---------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Gross Operating Revenues | 166.7 | - | N/A | 498.0 | - | N/A |
| Fixed Revenues | 132.3 | - | N/A | 404.5 | - | N/A |
| Variable Revenues | 34.4 | - | N/A | 93.5 | - | N/A |
| Contractual ¹ | 34.4 | - | N/A | 93.5 | - | N/A |
| Short Term market | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Reestablishment of commercial backing -FID | 0.1 | 0.1 | 0.0% | 0.1 | 0.1 | 0.0% |
| Hedge ADOMP | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Others | (0.1) | (0.1) | 0.0% | (0.1) | (0.1) | 0.0% |
| Deductions from Gross Revenues | (68.2) | (0.5) | N/A | (176.4) | (0.6) | N/A |
| Unavailability (ADOMP) | (61.1) | - | N/A | (154.9) | - | N/A |
| Net Operating Revenues | 98.5 | (0.5) | N/A | 321.6 | (0.6) | N/A |
| Operating Costs | (87.4) | (0.4) | N/A | (251.9) | (0.4) | N/A |
| Fixed Costs | (55.6) | (0.4) | N/A | (156.0) | 19.2 | N/A |
| Transmission and regulatory charges | (1.8) | - | N/A | (1.8) | - | N/A |
| O&M | (53.8) | (0.4) | N/A | (154.2) | (0.4) | N/A |
| GTU fixed lease | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Variable Costs | (11.5) | - | N/A | (31.8) | - | N/A |
| Fuel (natural gas) | (9.5) | - | N/A | (27.1) | - | N/A |
| Gas distribution tariff | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Others | (2.0) | - | N/A | (4.7) | - | N/A |
| Depreciation and Amortization | (20.3) | - | N/A | (64.0) | - | N/A |
| Operating Expenses | (6.0) | (4.9) | 23.4% | (19.6) | (19.7) | -0.1% |
| SG&A | (6.0) | (2.5) | 145.4% | (18.8) | (10.0) | 88.3% |
| Depreciation and Amortization | - | (2.4) | N/A | (0.8) | (9.7) | -91.6% |
| Other revenues/expenses | (0.0) | (1.9) | -97.4% | (0.0) | (2.2) | -98.2% |
| Equity Income | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 25.2 | (5.3) | N/A | 114.9 | (13.3) | N/A |
| % EBITDA Margin | 25.6% | 967.6% | -1.0 p.p. | 35.7% | 2131.1% | -1.0 p.p. |

¹ Includes Regulated Market Energy and Potency Purchase Agreement in Isolated Systems

The Jaguatirica II TPP started supplying energy to the Isolated System of Roraima on February 15, 2022, with the commercial operations of its first gas turbine. On March 9, 2022, the second gas turbine, with the same capacity, was authorized by ANEEL to begin commercial operations. Finally, on May 24, 2022, the third-generation unit, a steam turbine, began operations, and the plant reached its total installed capacity of 141 MW.

As mentioned in the Operating Result section of this document, the plant had an availability rate of 59% in the quarter, operating, on average, at half its capacity in order to enable repairs and replacement of parts after the identification of problems in the gearboxes of the gas turbines.

As a result, average dispatch at the plant stood at 53%, generating gross variable revenues of R\$34.4 million. In addition, the Jaguatirica II TPP incurred costs totaling R\$61.1 million in 4Q22, recorded in Deductions from Gross Revenues, which refer to the plant unavailability, as set forth in its agreement entered into at the ANEEL Auction to supply Boa Vista region and adjacent locations in 2019. The plant is going through a stabilization period after its commissioning, and the financial impact of unavailability totaled R\$154.9 million from its startup until the end of 4Q22.

Fixed costs totaled R\$55.6 million, mostly composed of personnel costs (R\$16.1 million), the fixed portion of costs related to the transport of LNG and condensate oil (R\$14.7 million) and maintenance materials and services (R\$7.1 million).

Variable costs, on the other hand, totaled R\$9.5 million in 4Q22 and mainly reflect fuel costs to supply dispatch and the variable portion of fuel transport costs.

As a result of these effects of low dispatch and availability, EBITDA reached R\$25.2 million in 4Q22, with an EBITDA margin of 25.6%.

Gas Generation — Third-party Fuel

This segment is composed of subsidiaries CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) and CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSE”). The Company completed the acquisition of CGTF and CELSE on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively.

CGTF’s main operational asset is the Fortaleza TPP, a gas-fired thermal power plant, implemented in under the federal government’s Priority Thermoelectricity Program (*Programa Prioritário de Termoelectricidade - PPT*), with an installed capacity of 327 MW, located in the city of Caucaia, Ceará state, in the Brazilian Northeast region. The plant has an energy sale contract with distributor Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), entered into on August 31, 2001, and valid until 2023.

CELSE’s main operational asset is the Porto de Sergipe I TPP, a natural gas-fired thermal power plant in a combined cycle configuration, with an installed capacity of 1,593 MW, located in Barra dos Coqueiros, in Sergipe state, in the Brazilian Northeast region. The plant is fully contracted in the regulated market until December 2044, earning annual fixed revenues of R\$1.9 billion (reference month: November 2021), indexed to the IPCA inflation index, in addition to variable revenues equivalent to R\$406.2/MWh (reference month: June 2022), indexed to Brent crude oil prices, as per the terms of the gas supply agreement.

It is important to point out that the figures presented below refer exclusively to the period after the acquisition of each asset. Therefore, it is not presented pro-forma data from previous periods for comparison purposes.

| Gas-fueled TPPs - Third Party Fuel | CGTF | | CELSE | |
|---|------------------|----------------|----------------|----------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | 12M22 | 12M21 |
| Gross Operating Revenues | 426.9 | 615.2 | 503.2 | 503.2 |
| Fixed Revenues | 401.7 | 581.7 | 487.0 | 487.0 |
| Variable Revenues | 25.2 | 33.6 | 16.2 | 16.2 |
| Contractual ¹ | - | - | - | - |
| Short Term market | 25.2 | 33.6 | 16.2 | 16.2 |
| Reestablishment of commercial backing -FI | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| Others | 25.2 | 33.5 | 16.1 | 16.1 |
| Deductions from Gross Revenues | (92.5) | (129.7) | (50.9) | (50.9) |
| Unavailability (ADOMP) | - | - | - | - |
| Net Operating Revenues | 334.4 | 485.6 | 452.3 | 452.3 |
| Operating Costs | (196.7) | (285.6) | (242.5) | (242.5) |
| Fixed Costs | (164.2) | (239.8) | (133.6) | (133.6) |
| Transmission and regulatory charges | (3.1) | (7.9) | (38.3) | (38.3) |
| O&M | (3.1) | (3.6) | (5.0) | (5.0) |
| Variable Costs | (158.0) | (228.3) | (90.3) | (90.3) |
| Variable Costs | (24.9) | (31.7) | (16.4) | (16.4) |
| Fuel (natural gas) | - | - | - | - |
| Gas distribution tariff | - | - | - | - |
| GTU variable lease | - | - | - | - |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | (24.9) | (31.8) | (16.4) | (16.4) |
| Others | 0.0 | 0.0 | - | - |
| Depreciation and Amortization | (7.7) | (14.1) | (92.5) | (92.5) |
| Operating Expenses | (21.1) | (22.8) | 9.4 | 9.4 |
| SG&A | (14.4) | (15.9) | 9.5 | 9.5 |
| Depreciation and Amortization | (6.7) | (7.0) | (0.1) | (0.1) |
| Other revenues/expenses | 0.4 | 0.4 | (0.1) | (0.1) |
| Equity Income | - | - | - | - |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 131.4 | 198.6 | 311.7 | 311.7 |
| Non-recurring items | (10.9) | (10.9) | - | - |
| Expenses associated with Integration | -10.9 | (10.9) | - | - |
| Recurring EBITDA | 142.26375 | 209.5 | 311.7 | 311.7 |
| Recurring EBITDA Margin (%) | 0.4254185 | 43.1% | 68.9% | 68.9% |

¹ Regulated Market = Includes Contract for Commercialization of Energy in the Regulated Environment (CCEAR) and Contract for Commercialization of Energy and Power in Isolated Systems (CCESI)

In 4Q22, net operating revenues from both plants were mostly concentrated in fixed revenues, due to the lack of energy generation by the plants during the entire period. As for variable revenues, it is worth noting that (i) in the case of CGTF, they refer to the agreement for the supply of 193 average MW/month to Petrobras S.A. (“Petrobras”), whose energy purchase is made on the spot market, and accounted for in the variable costs under Reestablishment of Commercial Backing (FID). The sale of this energy to Petrobras is also based on the difference settlement price (PLD), with no financial impact; and (ii) in the case of CELSE, they refer to backing transactions to reconstitute the physical guarantee arising from unavailability recorded over the last 60 months of operation of the Porto de Sergipe I TPP, with a corresponding entry in variable costs, under Reestablishment of Commercial Backing (FID).

At the Fortaleza TPP, costs totaled R\$196.7 million in 4Q22, mainly due to (i) costs related to the Gas Supply and Transport Agreement entered into with Petrobras and Companhia de Gás do Ceará (“CEGÁS”) (ship or pay and take or pay), which totaled R\$84.4 million. These costs, which are incurred regardless of whether there is a need for fuel supply, would have been allocated to variable costs if there had been dispatch at the plant in the quarter. However, as there was no power generation, its cost was included in fixed costs; and (ii) the costs incurred in connection with another agreement entered into with Petrobras, which provides for the sale of 307 average MW/month by Petrobras to the Fortaleza TPP to deliver energy to COELCE. Under this agreement, the Fortaleza TPP buys energy from Petrobras at a fixed price, which is adjusted annually in April (currently at R\$133.14/MWh) — recorded under Fixed Costs —, and sells it to COELCE also at a fixed price, which is adjusted annually in April (currently at R\$592.32/MWh) — recorded under Fixed Revenues. This operation accounts for the SPE’s EBITDA.

In 4Q22, the Fortaleza TPP recorded R\$10.9 million in integration expenses, and the SPE’s recurring EBITDA totaled R\$142.3 million in the quarter, with an EBITDA margin of 42.5%.

At the Porto de Sergipe I TPP, total costs amounted to R\$150.0 million in 4Q22, mainly due to fixed costs related to (i) internal consumption of the Floating Storage and Regasification Unit (FSRU), which is docked at the Port of Sergipe, dedicated to the plant; and (ii) the evaporated gas from the reservoir remaining from the last dispatch period of the plant, called Boil Off Gas (BoG). These costs totaled R\$49.3 million in 4Q22.

Additionally, since there was no dispatch in the quarter, it was necessary to cancel LNG cargoes, pursuant to an agreement with Ocean – Qatar Petroleum (“Ocean”), totaling a take or pay cost of R\$40.9 million. This agreement provides for the delivery of 19 cargoes per year to the Porto de Sergipe I TPP, enabling the cancellation of certain deliveries, as follows: (i) from the 1st to the 12th cargo, no fines are levied; (ii) from the 13th to the 16th cargo, a fine of US\$0.69/MMBtu is levied, with a penalty limit of around US\$9.5 million per year; and (iii) from the 17th to the 19th cargo, Ocean offered to relocate the cargoes to other clients, passing on any price differences to the Porto de Sergipe I TPP, limited to US\$3.00/MMBtu. This price difference may have a maximum impact of approximately US\$30 million per year. It is important to note that the agreement also establishes that the maximum penalty imposed on the plant is limited to US\$60 million in a five-year mobile window.

As a result, recurring EBITDA from the Porto de Sergipe I TPP totaled R\$311.7 million in 4Q22, with an EBITDA margin of 68.9%.

Coal Thermal Generation

This segment is composed of subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A (“UTE Itaqui”) and Pecém II Geração de Energia S.A. (“UTE Pecem II”).

| Income Statement Coal-Thermal Generation | (R\$ million) | | | | | |
|---|---------------|---------|-----------|---------|-----------|-----------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Gross Operating Revenues | 257.9 | 862.3 | -70.1% | 993.6 | 2,309.4 | -57.0% |
| Fixed Revenues | 250.4 | 232.6 | 7.7% | 971.3 | 884.1 | 9.9% |
| Variable Revenues | 7.5 | 629.8 | -98.8% | 22.3 | 1,425.3 | -98.4% |
| CCEAR ¹ | - | 614.7 | N/A | 6.7 | 1,379.8 | -99.5% |
| Short Term market | 7.0 | 15.1 | -53.7% | 15.6 | 45.5 | -65.6% |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | 6.7 | 13.0 | -48.7% | 13.1 | 31.6 | -58.5% |
| Hedge ADOMP | - | 0.8 | N/A | - | 14.1 | N/A |
| Other | 0.3 | 1.3 | -75.1% | 2.5 | (0.3) | N/A |
| Deductions from Gross Revenues | (26.6) | (88.1) | -69.8% | (102.6) | (247.9) | -58.6% |
| Unavailability (ADOMP) | - | 0.0 | N/A | 0.3 | (10.0) | N/A |
| Net Operating Revenues | 231.3 | 774.2 | -70.1% | 891.0 | 2,061.5 | -56.8% |
| Operating Costs | (240.0) | (613.7) | -60.9% | (605.1) | (1,558.2) | -61.2% |
| Fixed Costs | (147.7) | (74.6) | 98.0% | (339.2) | (262.4) | 29.3% |
| Transmission and regulatory charges | (16.9) | (16.3) | 3.2% | (65.2) | (60.5) | 7.8% |
| O&M | (130.9) | (58.3) | 8.0% | (274.0) | (201.9) | 35.7% |
| Variable Costs | (9.3) | (489.3) | -98.1% | (29.7) | (1,098.7) | -97.3% |
| Fuel (natural gas) | (0.4) | (467.7) | -99.9% | (4.1) | (1,029.3) | -99.6% |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | (6.3) | (12.6) | -49.7% | (14.0) | (27.6) | -49.3% |
| Hedge ADOMP | - | (1.0) | N/A | - | (11.4) | N/A |
| Other | (2.6) | (8.0) | -68.0% | (11.7) | (30.4) | -61.7% |
| Depreciation and Amortization | (82.9) | (49.8) | 66.7% | (236.1) | (197.1) | 19.8% |
| Operating Expenses | (7.2) | (7.5) | -3.6% | (22.6) | (24.9) | -9.2% |
| SG&A | (6.9) | (7.2) | -3.4% | (21.2) | (23.5) | -9.8% |
| Depreciation and Amortization | (0.3) | (0.4) | -8.6% | (1.4) | (1.4) | -0.5% |
| Other revenue/expenses | 2.5 | 152.7 | -98.4% | 11.5 | 160.2 | -92.8% |
| Equity Income | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 69.8 | 355.8 | -80.4% | 512.4 | 837.1 | -38.8% |
| Non-recurring items | (69.0) | 150.0 | | (57.0) | 161.0 | |
| Itaqui Impairment Reversal | - | 150.0 | | - | 150.0 | |
| Coal contract cancellation fee | (69.0) | - | | (69.0) | - | |
| PIS/COFINS Credits | - | - | | 12.0 | 11.0 | |
| Recurring EBITDA | 138.8 | 205.8 | -32.6% | 569.4 | 676.1 | -15.8% |
| Recurring EBITDA Margin (%) | 60% | 27% | 33.4 p.p. | 64% | 33% | 31.1 p.p. |

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement.

The National System Operator (ONS) did not ask Itaqui and Pecém II to dispatch in 4Q22, as reservoir levels were high and spot prices in the free market stood close to the lower level of the energy’s price during the entire period. Thus, revenues from the segment consisted mostly of the sum of fixed revenues, which totaled R\$250.4 million in 4Q22, 7.7% more than in 4Q21, due to the annual contractual adjustment for inflation in November 2022.

Fixed costs, on the other hand, were impacted by the coal supply contract cancellation fee, which totaled R\$69.0 million. The cancellation of the contract was necessary because of current high coal inventory levels and low short-term dispatch prospects.

As a result, recurring EBITDA from the segment totaled R\$138.8 million in 4Q22, down 32.6% from 4Q21, chiefly due to (i) a reduction in variable margins compared to 4Q21, when coal plant dispatch reached 72% and both plants recorded positive variable margins due to the mismatch between the average cost of the coal inventory acquired for generation and the average contractual variable revenues (CVU) in the quarter; and (ii) the impact of impairment reversals at UTE Itaquí, recorded under Other Revenues/Expenses, resulting in revenues of R\$150.1 million in 4Q21.

Upstream (E&P)

This segment is contemplated within ENEVA S.A. Upstream results, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin, are presented separately to facilitate the performance analysis of the segment.

| Income Statement Upstream | (R\$ million) | | | | | |
|---|---------------|---------|------------|---------|---------|------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Gross Operating Revenues | 232.3 | 587.1 | -60.4% | 862.8 | 1,691.0 | -49.0% |
| Fixed Revenues | 72.9 | 72.9 | 0.0% | 291.8 | 291.8 | 0.0% |
| Variable Revenues | 159.3 | 514.1 | -69.0% | 571.1 | 1,399.2 | -59.2% |
| Gas Contract Sales | 143.9 | 221.4 | -35.0% | 262.2 | 792.8 | -66.9% |
| Variable Leasing Contract | 3.8 | 286.2 | -98.7% | 129.2 | 594.4 | -78.3% |
| Condensate Sales and Others | 11.6 | 6.5 | 78.4% | 20.4 | 12.0 | 69.8% |
| Deductions from Gross Revenues | (44.8) | (90.6) | -50.6% | (143.4) | (241.1) | -40.5% |
| Net Operating Revenues | 187.5 | 496.4 | -62.2% | 719.4 | 1,449.9 | -50.4% |
| Operating Costs | (116.5) | (153.8) | -24.2% | (381.2) | (476.6) | -20.0% |
| Fixed Costs | (36.8) | (21.8) | 69.3% | (119.7) | (75.3) | 59.0% |
| O&M Cost (OPEX) | (36.8) | (21.8) | 69.3% | (119.7) | (75.3) | 59.0% |
| Variable Costs | (41.9) | (83.9) | -50.0% | (146.0) | (221.9) | -34.2% |
| Government Contribution | (39.3) | (82.0) | -52.1% | (140.7) | (215.1) | -34.6% |
| Lifting Cost/Compression | (2.6) | (1.8) | 40.6% | (5.3) | (6.7) | -21.8% |
| Depreciation and Amortization | (37.8) | (48.2) | -21.6% | (115.5) | (179.4) | -35.6% |
| Operating Expenses | (48.9) | (35.0) | 39.7% | (154.0) | (130.3) | 18.2% |
| Exploration Expenses_Geology and geophysics (G&G) | (42.9) | (28.4) | 51.1% | (124.8) | (92.5) | 34.9% |
| Dry Wells and provisions for doubtful accounts | 4.5 | (17.5) | N/A | (27.8) | (56.3) | -50.7% |
| SG&A | (6.0) | (4.2) | 44.6% | (23.9) | (27.7) | -13.9% |
| Depreciation and Amortization | 0.0 | (2.5) | N/A | (5.3) | (10.0) | -47.4% |
| Other revenue/expenses | (0.1) | (0.5) | -85.9% | (0.2) | (1.0) | -85.1% |
| Equity Income | 0.0 | 0.0 | N/A | 0.0 | 0.0 | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 59.8 | 357.7 | -83.3% | 304.9 | 1,031.4 | -70.4% |
| EBITDA excluding dry wells ¹ | 55.3 | 375.3 | -85.3% | 332.7 | 1,087.7 | -69.4% |
| % EBITDA Margin excluding dry wells | 29.5% | 75.6% | -46.1 p.p. | 46.2% | 75.0% | -28.8 p.p. |

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

Net operating revenues from the Upstream segment dropped 62.2% year on year in 4Q22, mainly due to lower dispatch of the Parnaíba Complex plants compared to the same period in 2021, as mentioned earlier, which impacted both gas sales revenues and fixed leasing revenues. This decline more than offset the increase in revenues from the sale of gas in Amazonas, destined for the Jaguatirica II thermal power plant, in Roraima, which started commercial operation in the first half of 2022, in addition to condensate revenues in the region.

Fixed costs rose 69.3% compared to 4Q21, mainly due to an increase in headcount because of the startup of Upstream activities in Amazonas, in addition to the mobilization for the development of the Gavião Preto Field in the Parnaíba Complex.

Variable costs dropped 50.0% year on year due to lower dispatch in 4Q22, in a scenario of stable reference prices.

Operating expenses, excluding dry wells, increased year on year due to G&G expenses related to the seismic campaign that began in 2022, with the acquisition of 5,000 km of 2D seismic data.

As a result, adjusted EBITDA (excluding dry wells) from the segment totaled R\$55.3 million in 4Q22, down 85.3% from 4Q21, of which R\$6.3 million refers to Upstream activities in the Azulão Field to supply the Jaguatirica II TPP. This impact was mainly caused by a decline in variable leasing revenues, as explained in the previous section.

Energy Trading

This segment is comprised of indirect subsidiary ENEVA Comercializadora de Energia Ltda. and, since March 2022, the trading SPEs arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). The Energy Trading segment mainly engages in the purchase and sale of third-party energy, hedging operations against the effects of energy price variations for the Eneva's Power Plants, and the trading of gas and energy solutions to end customers.

| Income Statement Energy Trading | (R\$ million) | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------|------------|-----------|---------|----------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Net Operating Revenues | 762.5 | 179.0 | 326.0% | 2,158.2 | 550.2 | 292.3% |
| Operating Costs | (705.7) | (130.2) | 442.1% | (1,941.8) | (504.8) | 284.7% |
| Power acquired for resale | (702.8) | (130.1) | 440.2% | (1,939.2) | (504.5) | 284.3% |
| Other | (2.9) | (0.1) | N/A | (2.6) | (0.2) | N/A |
| Operating Expenses | (8.1) | (3.5) | 132.3% | (34.9) | (10.3) | 238.4% |
| SG&A | (7.8) | (3.5) | 124.3% | (32.9) | (10.3) | 221.3% |
| Depreciation and Amortization | (0.3) | (0.0) | N/A | (1.9) | (0.0) | N/A |
| Other revenue/expenses | (0.4) | 0.0 | N/A | (1.7) | 0.0 | N/A |
| Equity Income | - | - | N/A | - | - | N/A |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 48.5 | 45.3 | 7.0% | 181.7 | 35.2 | 416.8% |
| % EBITDA Margin | 6.4% | 25.3% | -19.0 p.p. | 8.4% | 6.4% | 2.0 p.p. |

At the end of 2021, the Company started to record the non-cash accounting impact of the mark-to-market (“MtM”) position of energy futures contracts of Eneva Comercializadora, which until then was recorded in the Financial Result, in the operating result (under Net Operating Revenues) of the Energy Trading segment. To facilitate understanding, is presented below a summary of the MtM position of energy futures contracts in the last few quarters. It is worth mentioning that the positive impact of R\$30.9 million on operating revenues in 4Q21 reflects not only the total MtM result for that quarter but also the reclassification of the amounts for the other quarters of 2021.

| Trading MtM | (R\$ million) | | | | | | | | | |
|----------------------------|---------------|-------|------|--------|------|------|------|------|------|-------|
| | 1Q21 | 2Q21 | 3Q21 | 4Q21 | 2021 | 1Q22 | 2Q22 | 3Q22 | 4Q22 | 2022 |
| Trading MtM - Total Impact | 2.3 | (9.1) | 46.7 | (9.1) | 30.9 | 21.2 | 55.6 | 24.5 | 30.8 | 132.2 |
| Operational Revenues | - | - | - | 30.9 | 30.9 | 21.2 | 55.6 | 24.5 | 30.8 | 132.2 |
| Financial Income | 2.3 | (9.1) | 46.7 | (39.9) | - | - | - | - | - | - |

In 4Q22, the accounting change in the MtM position of Eneva Comercializadora’s futures contracts had a positive impact of R\$30.8 million on operating revenues from the segment. In 4Q21, although the impact of this operation was similar to 4Q22 (R\$30.9 million), this amount reflects not only the total MtM for the quarter but also the reclassification of the amounts for the other quarters of 2021, as explained above. On the other hand, there was a negative corresponding entry of R\$39.9 million in the financial result, causing the total impact of the MtM position on net income in 4Q21 to stand at negative R\$9.1 million.

Net operating revenues from the segment reached R\$762.5 million in 4Q22, R\$583.5 million more than in 4Q21. The increase in net operating revenues from the segment in the period was driven by the

expansion of the portfolio of clients and energy trading contracts, reflecting the acquisition of Focus Energia, increasing traded volume in Eneva's Energy Trading segment. Energy trading volume totaled 3,894 GWh in 4Q22, versus 1,401 GWh in 4Q21.

Operating costs grew R\$575.6 million year over year in 4Q22 as a result of higher energy trading volume in the period, reflecting the expansion in the scope of Eneva Comercializadora due to the migration of agreements arising from the merger of Focus Energia's trading companies.

Operating expenses grew R\$4.6 million in 4Q22 versus 4Q21, chiefly because of the headcount increase and administrative expenses related to the scope of operations of this business line.

EBITDA for this business line totaled R\$48.5 million in 4Q22, versus R\$45.3 million in 4Q21, reflecting higher traded volume in the period. As explained above, EBITDA from Eneva Comercializadora was impacted by the R\$30.9 million accounting adjustment of the MtM position of futures contracts in this business line. However, a greater negative corresponding entry was recorded to bring to zero past balances previously recorded in the Financial Result. Therefore, considering the total net MtM impact of negative R\$9.1 million, which was recorded in EBITDA not only in 4Q21 in order to enable the adjustment of the balance from previous quarters, ENEVA Comercializadora's EBITDA was R\$36.3 million in 4Q21.

Holding & Other

This segment consists of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. ENEVA S.A. also incorporates businesses in the Upstream segment, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin. However, to allow for a better analysis of the performance of the Company's business segments, the Company is presenting the results of the Holding & Other segment separately.

Since March 2022, have also added the results arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A., completed on March 11, 2022.

| DRE - Controladora e Outros | (R\$ milhões) | | | | | |
|---|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| | 4T22 | 4T21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Receita Operacional Líquida | 0.0 | 0.2 | -72.5% | 0.2 | 0.8 | -76.6% |
| Custos Operacionais | (14.1) | (0.5) | 2528.4% | (35.2) | (1.8) | 1908.7% |
| Depreciação e Amortização | 0.1 | (0.1) | N/A | (0.3) | (0.1) | 93.8% |
| Despesas Operacionais | (172.8) | (100.0) | 72.8% | (478.3) | (322.0) | 48.5% |
| SG&A | (109.7) | (79.2) | 38.5% | (317.1) | (185.4) | 71.1% |
| Despesas com SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP) | (53.7) | (14.4) | 273.9% | (128.7) | (110.7) | 16.3% |
| Depreciação e Amortização | (9.5) | (6.5) | 45.8% | (32.5) | (26.0) | 25.2% |
| Outras receitas/despesas | (106.5) | (1.5) | N/A | 200.3 | 14.8 | 1257.9% |
| EBITDA ex Equivalência | (284.0) | (95.3) | 197.9% | (280.2) | (282.1) | -0.7% |
| Itens Não Recorrentes | (131.1) | (6.0) | | 143.9 | 2.0 | |
| Bônus de Performance | (27.0) | - | | (27.0) | - | |
| Despesas com Integração | (4.1) | - | | (28.1) | - | |
| Despesas e Fees de Sucesso M&A | (48.0) | (6.0) | | (87.0) | (20.0) | |
| Ajuste ao Valor Justo e Write-off Mais-Valia CGHs | (52.0) | - | | (52.0) | - | |
| Compra Vantajosa Focus | - | - | | 122.0 | - | |
| Compra Vantajosa CGTF | - | - | | 216.0 | - | |
| Créditos PIS/COFINS | - | - | | - | 10.0 | |
| Exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins | - | - | | - | 12.0 | |
| EBITDA Recorrente ex Equivalência | (152.9) | (89.3) | 71.1% | (424.1) | (284.1) | 49.3% |

¹ A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

Operating costs totaled R\$14.1 million in 4Q22, basically due to the TUST electricity transmission tariff associated with the SPEs of the Solar Power Plant - Futura I.

Expenses from this segment, excluding depreciation and amortization, totaled R\$63.3 million in 4Q22, R\$53.7 million of which refers to expenses related to the Long-Term Incentive Programs, including R\$27.0 million related to performance bonus recorded under Non-Recurring Items in the above table. Please note that only R\$6.8 million of the total amounts recorded in SOP/Long-Term Incentive Programs Expenses refers to cash disbursements connected with payroll charges incurred upon the exercise of plans that matured in the period.

The result of the segment was also impacted by higher personnel expenses driven an increase in the Company's headcount and the engagement of advisory firms to support the Company's growth strategy, including amounts paid for legal and financial advisory services in the assessment of deep-water fields located in the Sergipe-Alagoas Basin, as well as higher spending on IT, travel, and advertising compared

to 4Q21. In addition, the Company recorded expenses related to financial and legal advisory connected to M&A projects and the merger of Celse and CGTF, which totaled R\$52.1 million, included in the above spreadsheet under Non-Recurring Items, of which R\$4.1 million was allocated to SG&A and R\$48.0 million to Other Revenues/Expenses.

In 4Q22, the Other Revenues/Expenses line also included the R\$52.0-million impact of the adjustment to fair value and goodwill of the HGSs acquired from Focus in the context of its merger by Eneva, in March 2022.

Excluding said non-recurring effects and Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated financial statements), the segment recorded EBITDA of negative R\$152.9 million in 4Q22, compared to negative R\$89.4 million in 4Q21.

Consolidated Financial Result

| Net Financial Result | (R\$ million) | | | | | |
|--|----------------|----------------|---------------|------------------|----------------|---------------|
| | 4Q22 | 4Q21 | % | 12M22 | 12M21 | % |
| Financial Revenues | 83.2 | 42.5 | 95.9% | 390.0 | 132.8 | 193.8% |
| Income from financial investments | 75.4 | 34.7 | 117.2% | 358.0 | 81.2 | 340.9% |
| Fines and interest earned | 2.6 | 4.9 | -46.3% | 10.8 | 42.0 | -74.2% |
| Interest on debentures | - | - | N/A | - | - | N/A |
| Others | 5.2 | 2.9 | 79.2% | 21.2 | 9.6 | 120.5% |
| Financial Expenses | (524.7) | (90.0) | 483.0% | (1,181.6) | (262.4) | 350.4% |
| Fines interest | 1.5 | (0.1) | N/A | (6.2) | (2.5) | 149.9% |
| Debt charges ¹ | (104.0) | (3.2) | 3155.6% | (140.9) | (12.9) | 989.3% |
| Interest on provisions for abandonment | (3.8) | (7.7) | -51.0% | (19.4) | (24.9) | -21.9% |
| Fees and emoluments | (42.1) | (1.1) | 3782.2% | (50.3) | (4.0) | 1153.1% |
| IOF/IOC | (2.6) | (2.5) | 4.9% | (9.5) | (5.3) | 78.6% |
| Debentures Cost | (288.8) | (63.5) | 354.9% | (722.1) | (174.6) | 313.6% |
| Others | (84.9) | (11.9) | 614.3% | (233.2) | (38.2) | 511.1% |
| FX Exchange and monetary variation | 93.1 | (64.8) | N/A | 78.5 | (59.6) | N/A |
| Losses/gains on derivatives | (47.0) | (39.9) | 17.8% | (54.1) | 2.7 | N/A |
| Net Financial Income (Expense) | (395.4) | (152.2) | 159.7% | (767.2) | (186.5) | 311.3% |

1 - Includes amortization on transaction costs.

In 4Q22, the Company recorded a negative net financial result of R\$395.4 million, compared to negative R\$152.2 million in 4Q21. The variation in the period was mainly due to the following factors:

- i) a R\$225.3-million upturn in the Interest on Debentures line, especially due to (a) the rise in the CDI rate in the period (13.65% in 4Q22 vs 7.63% in 4Q21), with an impact of R\$29.9 million; (b) an increase in the volume of debentures in total indebtedness, with the 7th, 8th, and 9th simple debenture issues, with an impact of R\$110.6 million on this line in 4Q22; (c) the recording of CELSE's debentures in the result after its acquisition, with interest on debentures of R\$73.1 million in 4Q22; and (d) the beginning of the impact of the ENEV16 and ENEV26 (with financing backing of the Azulão-Jaguatirica Project) the ENEV32 debenture (with financing backing of the Parnaíba V Project) on the financial result, totaling R\$11.7 million in 4Q22, after the startup of said projects in 1H22 and in November 2022. Until then, the financial expenses of the TPP were recorded under Construction in Progress¹³;
- ii) a R\$100.8-million upturn in Debt Charges, mainly reflecting the recording of CELSE's debt information in the Company's consolidated financial statements since the completion of the acquisition, R\$83.9 million of which refers to charges related to CELSE's financing agreements with International Finance Corporation ("IFC") and Inter-American Development Bank ("IADB"), and debentures issued by CELSE in 2018. The other R\$18.2 million refers to charges related to debt incurred at BNB and BASA for the Parnaíba V and Azulão-Jaguatirica projects, respectively, whose interest, monetary adjustment and charges started being recorded in the Company's Financial Result at the startup of operations, in 2022. In 4Q21, these expenses were classified as Construction in Progress¹². It is worth noting that the Interest on Debentures and Debt Charges

¹³ This capitalization is in accordance with Accounting Standard CPC 20, which allows the reclassification of interest, monetary adjustment and charges to construction in progress during the implementation period of the projects until the startup of operations.

- lines are not being impacted by charges related to the financing of projects not yet in operation (Parnaíba VI TPP and Futura I PVU), which are recorded under Property, Plant and Equipment;
- iii) an increase in the Others line in financial expenses in 4Q22, chiefly due to a R\$47.6-million impact of interest expenses on lease liabilities (IFRS 16/ CPC06) associated with the contract for the leasing of the FSRU chartered by the Porto de Sergipe I TPP.

Since 3Q22, changes in the fair value of debentures, as a result of derivative transactions (swaps) entered into in 3Q22 to convert the exposure of around R\$3.1 billion in financing originally pegged to the IPCA inflation index to the CDI rate, have been recorded under the Others line in financial expenses. With these instruments, the Company has short positions in the CDI rate and long positions in the IPCA inflation index. In 4Q22, the effect of changes in the fair value of debentures in the financial result totaled a decline of R\$40.6 million in this line. It is worth noting that the total impact of changes in the fair value of debentures was R\$108.9 million in 4Q22, and the R\$68.3-million difference was classified as Assets (Construction in Progress), since this amount is allocated to projects still in the implementation stage; and

- iv) a R\$7.1-million year-on-year increase in Loss on Derivatives in 4Q22. The negative R\$39.9 million in 4Q21 reflects an entry made in that quarter to allow the reclassification of the mark-to-market position of energy-trading futures contracts in the earlier quarters of 2021, previously classified as Losses/Gains on Derivatives, to Operating Revenues, as explained in the Energy Trading section. In turn, in 4Q22, the Loss on Derivatives line was impacted by the fair value of swaps contracted in 3Q22, totaling a negative net effect of R\$47.0 million, as a result of changes in the mark-to-market curve and the CDI and IPCA indexes. It is worth noting that the total change in fair value of the debenture swap was negative R\$120.9 million at the end of December 2022 compared to 4Q21, with the negative R\$73.9 million difference to the R\$47 million above classified as Assets (Construction in Progress) as it refers to projects that are not yet in operation.

The year-on-year decline in the net financial result in 4Q22 was partially offset by the effects described below:

- i) a positive impact of R\$93.1 million in the FX Exchange and Monetary Variation line in 4Q22, versus negative R\$64.8 million in 4Q21 (+R\$157.9 million vs. 4Q21), chiefly due to the R\$125.2-million impact of exchange variations on the leasing of the Porto de Sergipe TPP's FSRU; and
- ii) a R\$40.5million increase in the Income from Financial Investments line compared to 4Q21, due to the increase in the cash position and the rise in the average CDI rate in the period.

Capex

| Capex | (R\$ million) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| | 1Q21 | 2Q21 | 3Q21 | 4Q21 | 2021 | 1Q22 | 2Q22 | 3Q22 | 4Q22 | 2022 |
| Coal Generation | 3.1 | 14.3 | 11.2 | 28.8 | 57.5 | 3.9 | 5.8 | 17.7 | 34.5 | 61.8 |
| Pecém II | (0.6) | 1.5 | 4.6 | 14.5 | 20.0 | 0.7 | 1.9 | 15.4 | 13.9 | 31.9 |
| Itaqui | 3.7 | 12.8 | 6.6 | 14.3 | 37.5 | 3.1 | 3.9 | 2.3 | 20.6 | 29.9 |
| Gas Generation | 39.0 | 15.5 | 57.3 | 26.9 | 138.7 | 13.6 | 99.4 | 19.1 | 45.0 | 177.2 |
| Parnaíba I ¹ | 41.4 | 0.4 | 6.4 | 11.1 | 59.4 | (2.8) | 3.0 | 3.8 | 21.4 | 25.4 |
| Parnaíba II ² | 3.8 | 6.7 | 49.9 | 13.1 | 73.4 | 16.3 | 76.3 | 11.3 | 19.1 | 122.9 |
| Parnaíba III ² | 0.8 | 2.9 | 0.0 | 0.0 | 3.8 | 0.1 | 2.7 | 0.2 | 0.3 | 3.2 |
| Parnaíba IV ² | (7.0) | 5.5 | 1.0 | 2.6 | 2.1 | 0.1 | 17.4 | 3.9 | 4.3 | 25.7 |
| Parnaíba V | 124.7 | 63.4 | 97.6 | (5.9) | 279.8 | 15.9 | 21.2 | 58.9 | 36.4 | 132.3 |
| Parnaíba VI ³ | - | - | 7.7 | 31.8 | 39.5 | 83.2 | 43.4 | 41.3 | 61.7 | 229.7 |
| Azulão-Jaguatirica | 199.5 | 225.1 | 166.5 | 119.4 | 710.5 | 92.6 | 68.7 | 33.7 | 88.7 | 283.7 |
| Azulão Complex | - | - | - | - | - | - | 0.5 | 4.0 | 77.0 | 81.5 |
| Futura 1 ⁴ | - | - | - | - | - | 1,386.9 | 433.6 | 112.6 | 149.4 | 2,082.4 |
| Upstream | 39.7 | 132.8 | 154.6 | 180.5 | 507.7 | 143.4 | 158.7 | 153.3 | 110.8 | 566.1 |
| Development | 9.0 | | | | | | | | | |
| Exploration | | | | | | | | | | |
| LNG Commercializati | - | - | - | - | - | - | 22.0 | 18.6 | 65.9 | 106.5 |
| Holding and Others | 1.5 | 2.1 | 3.7 | 6.7 | 13.9 | 2.8 | 18.4 | 27.8 | 25.3 | 74.3 |
| Total | 407.4 | 453.2 | 498.6 | 388.3 | 1,747.5 | 1,742.2 | 871.8 | 486.9 | 694.7 | 3,795.5 |

The amounts above refer to the economic capex view (competence).

1 - Parnaíba I TPP's capex is presented separately from that of Parnaíba V. Following the corporate restructuring announced in 1Q20, SPE Parnaíba I was merged into PGC in January 2020.

2 - Capex for the Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs is presented separately. Following the corporate restructuring announced in 4Q18, SPE Parnaíba III and SPE Parnaíba IV were merged into SPE Parnaíba II.

3 - The Parnaíba VI TPP closes the cycle of the Parnaíba III TPP, and its PPA will begin in January 2025. To facilitate understanding, Parnaíba VI TPP's capex will be presented separately from that of Parnaíba III.

4 - The Futura 1 Solar Power Plant was acquired by Eneva S.A. after completion of the merger of Focus Energia Holding S.A. in March 2022. The amounts invested before 1Q22 will not be presented by Eneva S.A. as no pro-forma figures will be presented.

Capex totaled R\$694.7 million in 4Q22, of which 22% was allocated to the completion of construction of the Futura 1 Solar Power Plant. In 4Q22, was completed the installation of inverter modules and drainage channels, energized the transformers of the substation and completed the commissioning of the plant. Now Futura 1 is waiting only for regulatory approval to begin commercial operations at the plant.

In 4Q22, 29% of total capex went to another three projects under construction:

- (i) the Parnaíba VI TPP, with commercial operation scheduled to start in 4Q24. The main advances in construction in 4Q22 were the assembly of the turbine hydraulic system, the beginning of the pre-assembly of the diverter damper and the start of the assembly of the heat recovery boiler module;
- (ii) the Azulão 950 MW complex, whose operations are expected to start pursuant to the contracts entered into at ANEEL auctions. The project is in the earth-moving and supplier contracting phase; and
- (iii) gas liquefaction plants in Maranhão to perform the LNG sales contracts with Suzano and Vale. In 4Q22, was began the earth-moving process, and Cosmodyne began manufacturing LNG storage vessels. The completion of the project is in line with the beginning of the contract terms.

In 4Q22, also it highlight investments of R\$88.7 million in Azulão-Jaguatirica, of which around R\$57 million relates to the purchase of five additional cryoboxes, in addition to support equipment and services to

install them on site; R\$13 million relates to the long-term maintenance contract with the turbine supplier; R\$4.1 million refers to E&P activities at Azulão; R\$2.0 million was used to pay the supplier of the self-production engine and other amounts directed to several additional improvements carried out on site, including construction works focused on expanding the storeroom and paving.

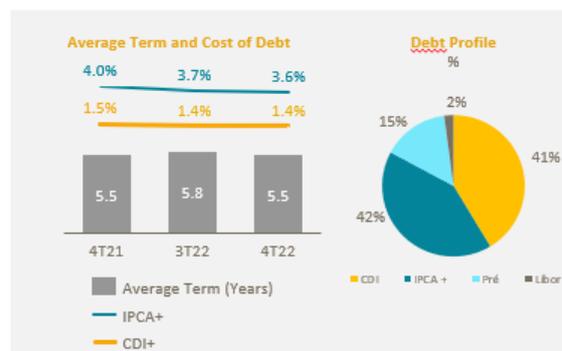
The Upstream segment accounted for 15% of total capex in the quarter, reaching R\$110.8 million. Of this amount, R\$32.9 million is associated with the exploration campaigns in the Parnaíba Basin and the Amazonas Basin, with the drilling of exploration well ENV-38-MA in Parnaíba and the resumption of the drilling schedule in Amazonas in 2023. In addition, R\$77.9 million was allocated to the development of the Company's gas fields in the Parnaíba Complex: Gavião Tesoura (R\$27.1 million), Gavião Caboclo (R\$15.9 million), Gavião Preto (R\$13.8 million), Gavião Carijó (R\$10.8 million) and Gavião Real (R\$3.5 million). Also was completed the drilling of development wells 7-GVC-7D-MA_NC, in Gavião Caboclo; 7-GVCA-1D-MA, in Gavião Carijó; and 7- GVP -9-MA, in Gavião Preto.

In coal generation, investments were focused on the acquisition of a new conveyor belt for the Pecém II TPP, which will be put in place in 2023, completion of the recovery of the structure, and replacement of the exhaust tower fill.

In the Holding and Others line, capex was focused on the development of the Macaé Port Terminal and on IT projects and infrastructure.

Indebtedness

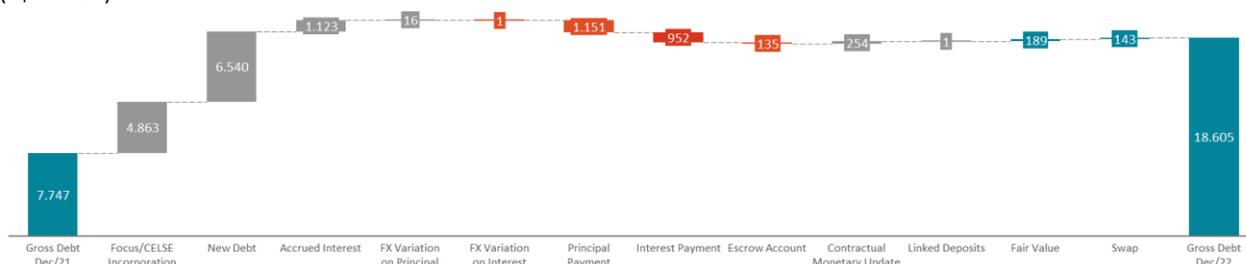
Consolidated gross debt¹⁴ (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$18,605 million on December 31, 2022, versus R\$14,622 million on September 30, 2022, and R\$7,747 million on December 31, 2021¹². This increase was mainly due to the completion of the acquisition of CELSE, with the consolidation of the acquired company's debt into Eneva S.A.



At the end of 4Q22, the average maturity of the consolidated debt was around 5.5 years. The average spread of IPCA-indexed debt¹⁵ was 4.43%, which shows an increase of 79 basis points compared to 3Q22. Meanwhile, the average spread of CDI-indexed debt¹³ dropped 12 bps and was 1.27% higher than the CDI rate in 4Q22. It is worth noting that the average cost of consolidated debt reflects the swaps contracted in 3Q22, as well as the assumption of CELSE's debt upon completion of the acquisition in 4Q22.

Gross Debt¹²

(R\$ million)



By the end of September 2022, before the closing of the acquisition, CELSE's debt balance totaled R\$6.2 billion, comprising R\$3.1 billion in debentures issued in 2018 with a principal amortization term until 2032 and five financing contracts totaling R\$3.1 billion entered into with banks and multilateral organisms (International Finance Corporation, Inter-American Development Bank, IDB Invest, ECG and GE Capital). Within the scope of the payment agreement between Eneva and CELSE, the Company advanced the payment of R\$882.2 million related to the financing obtained from GE Capital, fully settled in the acquisition process, as explained in the Cash Flow section. At the end of 4Q22, CELSE's debt totaled R\$5.1 billion, reflecting the prepayment made in the quarter and additions and amortization of principal and interest on debentures and other financing agreements in the quarter.

Throughout 4Q22, the Company also disbursed R\$88.6 million relating to the financing contract with BNB for the construction of the Parnaíba V TPP. As a result, the Company completed the disbursements totaling R\$842.6 million set out in the contract with BNB.

¹⁴ Gross debt includes principal, accrued interest, transaction costs, escrow accounts, and mark-to-market. In addition, as of 3Q22, the Company started to present a breakdown of consolidated gross and net debt excluding the impact of leasing following the criteria for calculating the covenants of the Company's debentures. For comparison purposes, the amounts from prior quarters were adjusted to reflect the new view adopted by the Company.

¹⁵ The cost of debt considers the rates in the last twelve months. The calculation of the cost of debt at CDI+ includes exposure to the long-term interest rate (TJLP) and LIBOR, and the cost of debt at IPCA+ also includes a fixed rate.

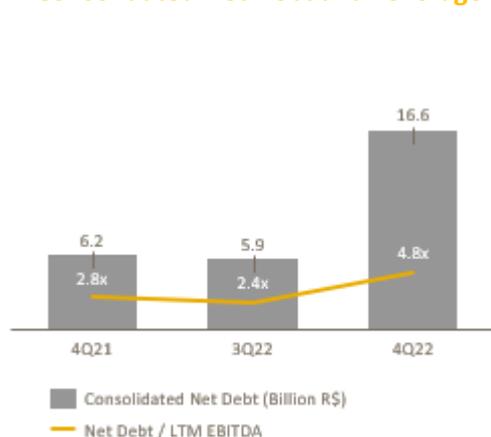
Another R\$22.4 million were disbursed referring to an agreement entered into with the Northeast Development Fund (FDNE). The funds were allocated to the development and construction of the Parnaíba VI TPP project, and the conditions include an 11.7-year term at IPCA + 3.38% p.a., with a 3.5-year grace period. By the end of 4Q22, the Company had already disbursed R\$100.4 million out of the R\$274.2 million set forth in the contract.

At the end of 4Q22, the Company's consolidated cash balance (cash, cash equivalents, and securities) was of R\$2,022 million, R\$6,931 million less than at the end of September 2022, reflecting the previously mentioned payments to complete the acquisition of CELSE. This amount does not include the balance of escrow accounts linked to the Company's financing agreements, totaling R\$898.2 million, already included in reported gross debt.

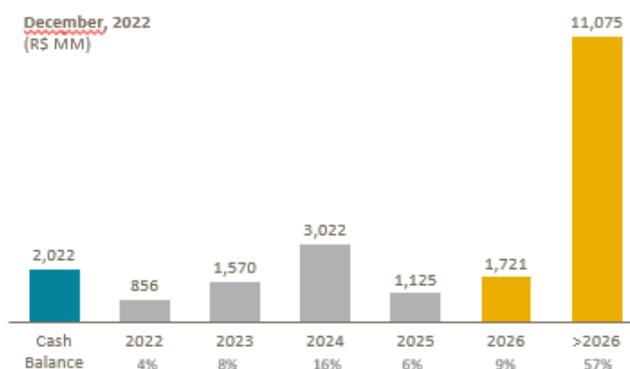
Consolidated net debt¹³ was R\$16,583 million at the end of the period, equivalent to a 4.8x net debt/LTM EBITDA^{13, 16} ratio.

It is also worth noting that, in 2022, the Company and its creditors, within the scope of the debenture issues of Eneva S.A. and Parnaíba II ("Debentures"¹⁸), which had financial covenants linked to the net debt/consolidated EBITDA ratio, approved a review of their maximum limits until 2Q24. The maximum limit, which used to be 4.5x, was reviewed to 6.5x until the end of 2Q23, dropping to 5.5x between 3Q23 and the end of 4Q23 and, later, to 5.0x between 1Q24 and the end of 2Q24, returning to the maximum limit of 4.5x as of 3Q24, as originally set forth in the Debentures' indentures.

Consolidated Net Debt and Leverage^{13,14,15}



Debt Maturity Schedule (Principal)



¹⁶ The 4.8x net debt/LTM EBITDA ratio considers the LTM EBITDA of the assets acquired in 2022, including the pre-merger figures of Focus Energia, CGTF and CELSE, according to the covenant amendment conditions approved by the Company's creditors at the Debentureholders' Meetings in 2022.

¹⁸ Eneva S.A. issues are considered the 2nd issue (1st and 2nd series), 3rd issue (single series), 5th issue (single series), 6th issues (1st and 2nd series), and 7th issue (single series) and the Parnaíba II is considered the 3rd issue (2nd and 3rd series).

Capital Market

| ENEV3 | 4Q22 | 3Q22 | 4Q21 | 12 months |
|--|---------------|---------------|---------------|-----------|
| # Shares - end of period | 1,584,446,224 | 1,584,166,909 | 1,266,339,183 | - |
| Share price (Closing) - end of period (R\$) | 11.93 | 14.15 | 14.15 | - |
| Traded shares (MM) - daily avg. | 10.6 | 8.2 | 5.9 | 8.4 |
| Turnover (R\$ MM) - daily avg. | 124.0 | 101.9 | 79.2 | 102.0 |
| Market cap - end of period (R\$ MM) ¹ | 18,902 | 22,416 | 17,919 | - |
| Enterprise value - end of period (R\$ MM) ² | 35,485 | 28,340 | 24,151 | - |

¹ Market Cap considers 100% of Eneva's free float, including shares held by the Company's Directors and Executive Officers.

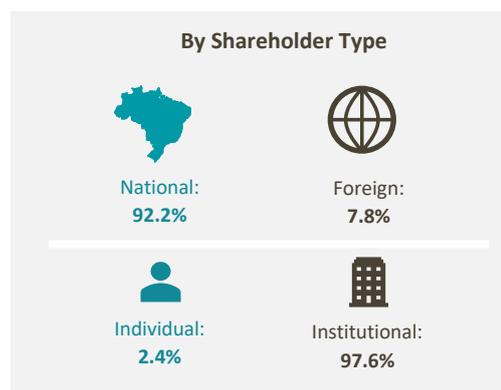
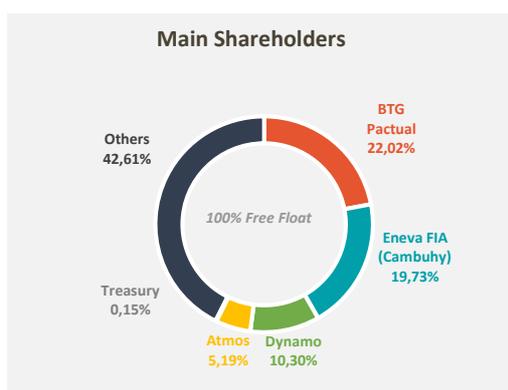
² Enterprise Value is equivalent to the sum of Eneva's Market Cap and Net Debt at the end of each period.

Ownership

On October 7, 2022, as announced in a Notice to Shareholders disclosed to the market on that date, a capital increase was carried out within the authorized capital limit, with the issue of 279,315 new common shares, resulting from the exercise of options granted to certain members of Management under the Company's Third Stock Option Plan, approved by the Extraordinary Shareholders' Meeting held on August 2, 2016.

Thus, ENEVA's share capital is currently composed of 1,584,446,224 common shares, with 99.52% of free float. The shareholding structure is detailed below:

ENEVA Shareholder Profile December 31, 2022



ESG - Environmental, Social and Governance Initiatives

Environmental, Social and Governance highlights in 4Q22:

- Improvement from C to B in the evaluation of CDP's Climate Change questionnaire and maintenance of grade B in the Water Security questionnaire;
- Inclusion of Eneva in the 2023 portfolio of the Corporate Sustainability Index (ISE B3); and
- SDG Truck initiative in the North region, designed to disseminate knowledge on SDGs in the city, with the participation of 6,059 people.

Key ESG Indicators

After the publication of its 2019 Sustainability Report, in 2020, the Company began to update its sustainability indicators measured in each period on a quarterly basis. The table below shows the highlights for the fourth quarter of 2022. An interactive spreadsheet with all the indicators is available on the Company's IR website.

| Main ESG KPIs | | | | | | |
|--|---|-----------|-----------|-----------|--------------|---------------|
| Sphere | KPIs | 4Q22 | 3Q22 | 2Q22 | 1Q22 | 2021 |
| Operations | Installed generation capacity by source (MW) | 4,462.2 | 4,218.2 | 2,298.2 | 2,298.0 | 2,157.2 |
| | Coal | 725 | 725 | 725 | 725 | 725 |
| | Gas ¹ | 3,874 | 1,896 | 1,569 | 1,569 | 1,428 |
| | Renewable | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 4.20 |
| | Fuel usage for power generation ^(*) | | | | | |
| | Coal (ton/MWh) ² | - | - | - | - | 0.39 |
| | Gas (m ³ /MWh) ² | 208.11 | 239.94 | 239.68 | 302.02 | 248.06 |
| | Efficiency (%) ^{3,4} | | | | | |
| | Itaquí | N/A | N/A | N/A | N/A | 36.53% |
| | Pecem II | N/A | N/A | N/A | N/A | 36.11% |
| Environment | Parnaíba I | 57% | 35% | 35% | N/A | 35.00% |
| | Parnaíba II | 56% | 53% | 54% | N/A | 54.00% |
| | Parnaíba III | N/A | 36% | 36% | N/A | 36.00% |
| | Parnaíba IV | 43% | 43% | 42% | N/A | 42.00% |
| | Jaguatirica II | 49% | 48% | 44% | - | - |
| | GHG Emission - Scopes 1 and 2 [tCO ₂ e] ⁵ | 674,580 | 763,875 | 417,684 | 17,853 | 7,346,526 |
| | GHG Emission Rate - Scopes 1 and 2 (efficiency) [tCO ₂ e/MW] | 0.5 | 0.45 | 0.47 | 0.53 | 0.60 |
| | New Water Collection [m ³] ^{5,6} | 3,311,895 | 5,754,656 | 1,943,799 | 657,734 | 16,264,631 |
| | New Water Collection Rate. (efficiency) [m ³ MWh] | 1.76 | 3.20 | 2.09 | N/A | 1.32 |
| | New Water Consumption [m ³] ^{5,6} | 2,916,137 | 5,477,412 | 1,561,895 | 445,416 | 10,021,563.00 |
| Water reuse [m ³] | 20,477 | 19,460 | 6,210 | 2,477 | 105,871.00 | |
| Generation of Industrial Effluents [m ³] ^{5,6} | 448,899 | 350,662 | 448,251 | 276,828 | 7,448,913.00 | |
| Industrial Effluent Generation Rate (efficiency) [m ³ /MWh] | 0.24 | 0.19 | 0.48 | N/A | 0.61 | |
| Health & Security ⁷ | Fatalities | - | - | - | - | - |
| | Fatality Rate (FAT) | - | - | - | - | - |
| | Accident leave | 1 | 6 | 2 | 2 | 9 |
| | Lost Time Incident Frequency (LTIF) ⁸ | 0.24 | 1.18 | 0.44 | 0.58 | 0.60 |
| | Total Reportable Incident Rate (TRIR) | 1.45 | 3.35 | 1.97 | 1.44 | 2.55 |
| Employees | Total number own-employees | 1489 | 1349 | 1,280 | 1,229 | 1,165 |
| | % of women in the own workforce | 0.24 | 0.23 | 0.21 | 0.21 | 0.22 |
| | Voluntary turnover (%) | 1.10% | 1.60% | 2.11% | 1.63% | 6.35% |
| | Total number third-party employees | 4,099 | 6,096 | 6,579 | 6,693 | 4,566 |
| Social Responsibility | Non-incentive investments (R\$ M) | 0.29 | 0.21 | 0.43 | 0.17 | 1.60 |
| | Invested incentives (Childhood and Adolescence Fund, Culture Incentive Law, Sports Law, Health and others). (R\$) | 6.08 | 0.45 | 0.69 | 0.00 | 2.24 |
| | Execution of the Socio-Economic Programs (R\$ M). | 0.65 | 0.49 | 0.39 | 0.23 | 1.84 |
| Governance | Number of corruption cases reported to the Audit Committee and sentenced | - | - | - | - | - |
| | Number of reported Code of Conduct violations | 1 | - | 1 | 1 | 22 |

(*) The Company decided to disclose this data from 1Q22 due to the relevance of the consumed fuel amount for energy generation, in contrast to the total amount consumed by the Company.

¹ Additional installed capacity refers to Jaguatirica II, Parnaíba V, Sergipe HUB, and CGTF.

² The previous values were updated after reviewing the operations.

³ Not applicable values are explained by the non-dispatch of energy from coal and gas plants in 3Q22

⁴ Efficiency = 3600/Net Heat Rate

⁵ Data applicable only to the power generation segment, not including E&P

⁶ Values of 2Q22 were adjusted after quarterly closure

⁷ The numbers consider only typical accidents

⁸ Leave rate = (number of accidents x 1,000,000)/man-hour exposed to risk

Subsequent Events

- **Change of CEO:** On January 2, 2022, Mr. Lino Lopes Caçado took over the position of CEO of the Company, replacing Mr. Pedro Zinner. Mr. Caçado joined Eneva's team in 2015, as COO of Parnaíba Gás Natural, then the E&P arm of the Company's integrated generation operation. In 2018, he assumed the position of Chief Executive Officer of Operations, Engineering, and E&P at Eneva.

- **Receipt of a Letter from Shareholders requesting an amendment to the Company's Bylaws and calling of an Extraordinary Shareholders' Meeting to approve the request:** On January 2, 2023, Eneva received a letter from shareholders of the Company who together held 17.21% of the share capital on that date requesting the Board of Directors to evaluate and subsequently submit a proposal for amendment of the Company's Bylaws. The amendment of this document was submitted for approval by the Extraordinary Shareholders' Meeting held on March 1, 2023, and the following resolutions were passed on the occasion:
 - (i) the proposal for amendment of Eneva's Bylaws presented by shareholders of the Company and, consequently, the consolidation of the Bylaws to reflect such amendment, by a majority vote. Thus, the Company (a) amended article 10; (b) amended article 15, sole paragraph; (c) inserted items III, IV, V, VI, and XXIX and paragraphs 1, 2, 3, and 4 in article 16 and consequently renumbered the subsequent items; (d) amended article 16, items VI, XV, XXV, XXVI, and XXVII, according to the old numbering; and (e) consequently renumbered articles and items due to the insertions; and
 - (ii) the proposal for amendment of Eneva's Bylaws presented by the Company's Management, as described in the Management Proposal, and, consequently, the consolidation of the Bylaws to reflect such amendment, by a unanimous vote. Thus, the Company (a) amended article 2; (b) amended article 3; (c) amended article 6, *caput* and item V of the sole paragraph; (d) amended article 8, paragraph 1; (e) amended article 16, items IX and XI; (f) excluded items X and XX of article 16; (g) transferred item XXII of article 16 to the position of item VIII of paragraph 3 of article 19; (h) inserted paragraph 7 in article 17; (i) amended article 18; (j) amended article 19, *caput*; (k) inserted paragraphs 1 and 2 in article 19, renumbering the following paragraphs; (l) excluded item VIII of paragraph 3 of article 19, according to said renumbering; (m) excluded items V and VI of the new paragraph 4 of article 19, according to said renumbering; (n) excluded former paragraph 3 of article 19, according to the former numbering, prior to said paragraph renumbering; (o) amended article 20, paragraph 2; (p) transferred former article 35 to the position of article 30, consequently renumbering the subsequent articles; and (q) consequently renumbered articles and items due to the insertions, exclusions and transfers.

The new Bylaws including the approved amendments are available on Eneva's IR website.

- **Acquisition of material equity interests:** On January 4, 2023, Eneva received a letter from Partners Alpha Investments LLC stating that it now holds 79,958,246 common shares, corresponding to 5.05% of all the common shares issued by the Company. On February 3, 2023, Eneva received a letter from Atmos Capital Gestão de Recursos Ltda stating that it now holds 80,730,333 common shares, corresponding to 5.10% of all the common shares issued by the Company.

- **Nomination of the slate of candidates to the Board of Directors:** On February 15, 2023, Eneva unanimously decided to nominate a slate of candidates to the Company's Board of Directors in the election to be held at the next Annual Shareholders' Meeting. The members of the slate are Messrs. Henri Philippe Reichstul, Renato Antônio Secondo Mazzola, Marcelo Pereira Lopes de Medeiros, Guilherme Bottura, Felipe Gottlieb, Barne Seccarelli Laureano, and José Afonso Alves Castanheira.
- **Increase in the share capital as a result of the Stock Option Plan:** On March 2, 2023, Eneva announced an increase in its share capital as a result of the exercise of options granted to certain members of Management under the Company's Third Stock Option Plan, approved by the Extraordinary Shareholders' Meeting held on August 2, 2016. The share capital increased by R\$1,470,400.56, to R\$13,262,193,182.08. Eneva issued 126,154 common shares at R\$11.6556 per share.
- **Change of market maker service provider:** On March 15, 2023, Eneva announced it had entered into a Private Agreement for the Provision of Market Maker Services with BTG Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., which will act as a market maker for a one-year period, aiming to promote the liquidity of its common shares (ENEV3) traded on B3, replacing the previous agreement entered into with Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários and Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
- **Approval of the parent-subsiary merger of CGTF:** On March 16, 2023, Eneva announced that, on March 15, 2023, ANEEL approved the parent-subsiary merger of CGTF into Eneva S.A. This approval was a suspensive condition for the parent-subsiary merger, as approved by the Company's shareholders at the Extraordinary Shareholders' Meeting held on December 21, 2022.

Exhibits

The financial statements of the SPEs are available on the Company's Investor Relations website.

| Income Statement - 4Q22 (R\$ million) | Parnaíba Generation | Roraima Generatio n | Third- Party Gas Generatio n | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustment s | Total with Gas/Upstre am Eliminations | Coal Generation | Energy Trading | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total |
|--|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------|--------------------------------|--|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------|
| Gross Operating Revenues | 658.6 | 166.7 | 930.1 | 1,755.4 | 232.3 | (212.2) | 1,775.5 | 257.9 | 862.4 | 0.1 | (189.2) | 2,706.6 |
| Deductions from Gross Revenue | (65.9) | (68.2) | (143.4) | (277.4) | (44.8) | 44.0 | (278.2) | (26.6) | (99.9) | (0.0) | 17.6 | (387.1) |
| Net Operating Revenues | 592.8 | 98.5 | 786.7 | 1,478.0 | 187.5 | (168.2) | 1,497.3 | 231.3 | 762.5 | 0.0 | (171.6) | 2,319.6 |
| Operating Costs | (425.0) | (87.4) | (439.2) | (951.7) | (116.5) | 168.2 | (900.0) | (240.0) | (705.7) | (14.1) | 171.6 | (1,688.3) |
| Depreciation & amortization | (43.9) | (20.3) | (100.2) | (164.3) | (37.8) | - | (202.1) | (82.9) | - | 0.1 | - | (284.9) |
| Operating Expenses ¹ | (11.4) | (6.0) | (11.7) | (29.1) | (48.9) | 0.0 | (78.0) | (7.2) | (8.1) | (172.8) | (82.0) | (348.3) |
| SG&A | (11.3) | (6.0) | (4.9) | (22.2) | (6.0) | 0.0 | (28.2) | (6.9) | (7.8) | (163.3) | 0.5 | (205.8) |
| Depreciation & amortization | (0.1) | - | (6.8) | (6.9) | 0.0 | - | (6.9) | (0.3) | (0.3) | (9.5) | (82.5) | (99.6) |
| Other revenues/expenses | (0.0) | (0.0) | 0.3 | 0.2 | (0.1) | - | 0.1 | 2.5 | (0.4) | (106.5) | (0.4) | (104.7) |
| Equity Income | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 200.5 | (200.3) | 0.2 |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 200.3 | 25.2 | 443.1 | 668.6 | 59.8 | 0.0 | 728.4 | 69.8 | 48.5 | (83.5) | (200.2) | 563.0 |
| Net Financial Result | (39.7) | (12.7) | (66.8) | (119.2) | (0.0) | - | (119.2) | (32.7) | 2.1 | (245.5) | (0.0) | (395.4) |
| EBT | 116.6 | (7.7) | 269.3 | 378.2 | 22.0 | 0.0 | 400.2 | (46.2) | 50.2 | (338.4) | (282.7) | (216.9) |
| Current Taxes | 12.8 | 1.8 | (19.2) | (4.6) | - | - | (4.6) | 4.0 | (28.0) | (0.4) | - | (29.0) |
| Deferred Taxes | (72.1) | 0.4 | (62.3) | (133.9) | - | - | (133.9) | 1.5 | 1.2 | 184.6 | - | 53.4 |
| Minority Interest | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.4 | 1.4 |
| Net Income | 57.4 | (5.5) | 187.8 | 239.6 | 22.0 | 0.0 | 261.6 | (40.6) | 23.5 | (154.2) | (284.1) | (193.9) |

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

| Income Statement - 4Q21 (R\$ million) | Parnaíba Generation | Roraima Generatio n | Third- Party Gas Generatio n | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustment s | Total with Gas/Upstre am Eliminations | Coal Generation | Energy Trading | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total |
|--|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------|--------------------------------|--|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------|
| Gross Operating Revenues | 857.5 | - | - | 857.5 | 587.1 | (577.8) | 866.8 | 862.3 | 194.1 | 0.2 | (60.7) | 1,862.7 |
| Deductions from Gross Revenue | (84.2) | (0.5) | - | (84.7) | (90.6) | 92.8 | (82.6) | (88.1) | (15.1) | (0.0) | 5.6 | (180.2) |
| Net Operating Revenues | 773.4 | (0.5) | - | 772.8 | 496.4 | (485.0) | 784.2 | 774.2 | 179.0 | 0.2 | (55.1) | 1,682.5 |
| Operating Costs | (646.9) | (0.4) | - | (647.3) | (153.8) | 485.0 | (316.1) | (613.7) | (130.2) | (0.5) | 55.6 | (1,004.9) |
| Depreciation & amortization | (42.9) | - | - | (42.9) | (48.2) | - | (91.0) | (49.8) | - | (0.1) | - | (140.9) |
| Operating Expenses ¹ | (3.2) | (4.9) | - | (8.1) | (35.0) | - | (43.1) | (7.5) | (3.5) | (100.0) | (4.0) | (158.2) |
| SG&A | (3.0) | (2.5) | - | (5.5) | (4.2) | - | (9.6) | (7.2) | (3.5) | (93.5) | (0.6) | (114.4) |
| Depreciation & amortization | (0.2) | (2.4) | - | (2.6) | (2.5) | - | (5.1) | (0.4) | (0.0) | (6.5) | (3.4) | (15.4) |
| Other revenues/expenses | 18.7 | (1.9) | - | 16.8 | (0.5) | - | 16.3 | 152.7 | 0.0 | (1.5) | 0.1 | 167.5 |
| Equity Income | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 288.1 | (288.8) | (0.7) |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 184.9 | (5.3) | - | 179.7 | 357.7 | 0.0 | 537.4 | 355.8 | 45.3 | 192.7 | (288.7) | 842.5 |
| Net Financial Result | (62.7) | (1.2) | - | (63.8) | 0.0 | - | (63.8) | (63.7) | (39.7) | 14.3 | 0.6 | (152.2) |
| EBT | 79.2 | (8.9) | - | 70.4 | 307.1 | 0.0 | 377.5 | 242.1 | 5.6 | 200.5 | (291.6) | 534.0 |
| Current Taxes | (4.1) | - | - | (4.1) | - | - | (4.1) | (4.3) | (1.3) | (17.8) | - | (27.5) |
| Deferred Taxes | (9.3) | 6.2 | - | (3.1) | - | - | (3.1) | (14.9) | (0.5) | 1.3 | - | (17.1) |
| Minority Interest | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (0.0) | (0.0) |
| Net Income | 65.9 | (2.7) | - | 63.2 | 307.1 | 0.0 | 370.3 | 222.9 | 3.8 | 184.0 | (291.6) | 489.4 |

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

| Income Statement - 12M22 (R\$ million) | Parnaíba Generation | Roraima Generatio n | Third- Party Gas Generatio n | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustment s | Total with Gas/Upstre am Eliminations | Coal Generation | Energy Trading | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total |
|---|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------|--------------------------------|--|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------|
| Gross Operating Revenues | 2,260.0 | 498.0 | 1,118.5 | 3,876.4 | 862.8 | (803.6) | 3,935.7 | 993.6 | 2,423.1 | 0.2 | (301.6) | 7,051.0 |
| Deductions from Gross Revenue | (225.1) | (176.4) | (180.6) | (582.1) | (143.4) | 142.5 | (583.0) | (102.6) | (264.9) | (0.0) | 28.0 | (922.4) |
| Net Operating Revenues | 2,034.8 | 321.6 | 937.9 | 3,294.3 | 719.4 | (661.1) | 3,352.7 | 891.0 | 2,158.2 | 0.2 | (273.6) | 6,128.6 |
| Operating Costs | (1,443.7) | (251.9) | (528.1) | (2,223.7) | (381.2) | 661.1 | (1,943.9) | (605.1) | (1,941.8) | (35.2) | 274.7 | (4,251.3) |
| Depreciation & amortization | (173.4) | (64.0) | (106.6) | (344.0) | (115.5) | - | (459.5) | (236.1) | - | (0.3) | - | (695.9) |
| Operating Expenses ¹ | (34.3) | (19.6) | (13.5) | (67.4) | (154.0) | 0.0 | (221.4) | (22.6) | (34.9) | (478.3) | (94.0) | (851.1) |
| SG&A | (33.6) | (18.8) | (6.3) | (58.8) | (25.0) | 0.0 | (83.8) | (21.2) | (32.9) | (445.8) | 0.4 | (583.3) |
| Depreciation & amortization | (0.6) | (0.8) | (7.1) | (8.6) | (5.3) | - | (13.8) | (1.4) | (1.9) | (32.5) | (92.8) | (142.4) |
| Other revenues/expenses | 43.7 | (0.0) | 0.3 | 43.9 | (0.2) | 0.1 | 43.8 | 11.5 | (1.7) | 200.3 | 1.1 | 254.9 |
| Equity Income | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 656.2 | (653.3) | 2.8 |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 774.5 | 114.9 | 510.3 | 1,399.6 | 304.9 | 0.1 | 1,704.6 | 512.4 | 181.7 | 375.9 | (652.4) | 2,122.3 |
| Net Financial Result | (142.5) | (41.0) | (62.5) | (246.0) | (0.1) | - | (246.1) | (140.7) | 3.7 | (384.0) | (0.0) | (767.2) |
| EBT | 458.0 | 9.0 | 334.1 | 801.1 | 184.1 | 0.1 | 985.2 | 134.2 | 183.5 | (40.9) | (745.1) | 516.8 |
| Current Taxes | (12.7) | - | (40.0) | (52.7) | - | - | (52.7) | (2.7) | (32.6) | (1.8) | - | (89.7) |
| Deferred Taxes | (102.9) | (3.5) | (63.7) | (170.1) | - | - | (170.1) | (35.2) | (36.0) | 190.0 | - | (51.3) |
| Minority Interest | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Net Income | 342.4 | 5.5 | 230.4 | 578.2 | 184.1 | 0.1 | 762.3 | 96.3 | 114.9 | 147.4 | (745.1) | 375.8 |

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

| Income Statement - 12M21 (R\$ million) | Parnaíba Generation | Roraima Generatio n | Third- Party Gas Generatio n | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustment s | Total with Gas/Upstre am Eliminations | Coal Generation | Energy Trading | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total |
|---|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------|--------------------------------|--|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------|
| Gross Operating Revenues | 3,011.6 | - | - | 3,011.6 | 1,691.0 | (1,675.0) | 3,027.6 | 2,309.4 | 603.1 | 0.9 | (285.3) | 5,655.7 |
| Deductions from Gross Revenue | (311.9) | (0.6) | - | (312.5) | (241.1) | 296.9 | (256.7) | (247.9) | (52.9) | - | 26.3 | (531.3) |
| Net Operating Revenues | 2,699.7 | (0.6) | - | 2,699.1 | 1,449.9 | (1,378.1) | 2,770.9 | 2,061.5 | 550.2 | 0.9 | (259.1) | 5,124.4 |
| Operating Costs | (2,277.6) | (0.4) | - | (2,278.0) | (476.6) | 1,378.1 | (1,376.5) | (1,558.2) | (504.8) | (1.8) | 259.5 | (3,181.7) |
| Depreciation & amortization | (170.9) | - | - | (170.9) | (179.4) | - | (350.3) | (197.1) | - | (0.1) | - | (547.5) |
| Operating Expenses ¹ | (23.2) | (19.7) | - | (42.8) | (130.3) | - | (173.1) | (24.9) | (10.3) | (322.2) | (14.3) | (544.8) |
| SG&A | (22.6) | (10.0) | - | (32.6) | (27.7) | - | (60.3) | (23.5) | (10.3) | (296.2) | (0.6) | (390.9) |
| Depreciation & amortization | (0.6) | (9.7) | - | (10.2) | (10.0) | - | (20.2) | (1.4) | (0.0) | (26.0) | (13.7) | (61.3) |
| Other revenues/expenses | 22.6 | (2.2) | - | 20.3 | (1.0) | - | 19.3 | 160.2 | 0.0 | 14.8 | 0.3 | 194.6 |
| Equity Income | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 709.0 | (709.7) | (0.7) |
| EBITDA (as of ICVM 527/12) | 593.0 | (13.3) | - | 579.8 | 1,031.4 | 0.0 | 1,611.2 | 837.1 | 35.2 | 426.8 | (709.5) | 2,200.7 |
| Net Financial Result | (96.4) | (3.9) | - | (100.3) | 0.1 | - | (100.2) | (150.7) | 1.1 | 62.7 | 0.6 | (186.5) |
| EBT | 325.3 | (26.9) | - | 298.4 | 842.0 | 0.0 | 1,140.4 | 487.9 | 36.2 | 463.4 | (722.6) | 1,405.3 |
| Current Taxes | (16.4) | - | - | (16.4) | - | - | (16.4) | (15.8) | (1.3) | (72.3) | - | (105.9) |
| Deferred Taxes | (46.6) | 10.0 | - | (36.6) | - | - | (36.6) | (56.2) | (10.9) | (22.4) | - | (126.1) |
| Minority Interest | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (0.0) | (0.0) |
| Net Income | 262.2 | (16.8) | - | 245.4 | 842.0 | 0.0 | 1,087.4 | 415.9 | 23.9 | 368.6 | (722.6) | 1,173.3 |

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment