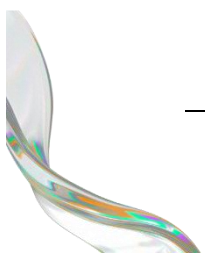




**Demonstrações financeiras
consolidadas e individuais
em 31 de dezembro de 2025**

Índice

Relatório da Administração	2
Relatório de revisão sobre as demonstrações financeiras, consolidadas e individuais.....	35
Demonstrações financeiras consolidadas e individuais	
Demonstração do resultado	43
Demonstração do resultado abrangente	44
Demonstração dos fluxos de caixa	45
Balanco patrimonial	47
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	49
Demonstração do valor adicionado	50
Notas explicativas da Administração às demonstrações financeiras consolidadas e individuais	
1 Considerações gerais	51
2 Apresentação das demonstrações financeiras consolidadas e individuais e resumo das práticas contábeis	57
3 Estimativas e julgamentos contábeis críticos	67
4 Apresentação de informações por segmento de negócio	68
5 Receita	70
6 Custos e despesas operacionais, líquidas	72
7 Resultado financeiro líquido	74
8 Caixa e equivalentes de caixa	75
9 Aplicações Financeiras	76
10 Fundo de Liquidez – conta reserva	76
11 Contas a receber de clientes	77
12 Investimentos	78
13 Imobilizado	85
14 Intangível	86
15 Empréstimos, financiamentos e debêntures	91
16 Fornecedores	99
17 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos.....	99
18 Contratos futuros de energia.....	102
19 Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	103
20 Provisão de Ressarcimento.....	104
21 Provisão para litígios.....	107
22 Benefícios pós-emprego	109
23 Partes relacionadas.....	116
24 Patrimônio líquido	119
25 Instrumento financeiro e gestão de risco	124
26 Seguros	135
27 Compromissos de longo prazo.....	136
28 Informações complementares ao fluxo de caixa	137



Auren Energia S.A.

Relatório da Administração

Em 31 de dezembro de 2025

Carta da Administração

O ano de 2025 foi transformacional para a Auren, sendo marcado pelo sucesso na execução e conclusão do processo de integração da AES Brasil, adquirida em 31 de outubro de 2024, e que resultou na criação de uma das maiores comercializadoras e da terceira maior empresa de geração de energia elétrica do país, com capacidade instalada de 8,7 GW¹ e um portfólio equilibrado entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar. O processo de integração foi concluído em apenas 10 meses, com ganhos maiores do que o originalmente planejado e com antecipações importantes no cronograma.

No primeiro trimestre de 2025, começamos a observar a melhora da disponibilidade dos ativos eólicos adquiridos, fruto da estratégia de *turnaround* implementada pela Companhia, e iniciamos o processo de *Liability Management*, com o pré-pagamento de 59% do *acquisition financing* de R\$ 5,4 bilhões. No segundo trimestre, realizamos a integração de todos os ativos incorporados ao sistema de gestão de performance da Auren e concluímos a unificação do Centro de Operações em Bauru. No terceiro trimestre, realizamos o *go-live* do SAP unificado, a integração do Centro de Serviços Compartilhados e a conclusão do *Liability Management*, com a liquidação antecipada integral do *acquisition financing*, o alongamento do prazo médio da dívida para 6,9 anos e uma redução importante do custo médio da dívida (atualmente equivalente a CDI-2,8% a.a.). No quarto trimestre, concluímos a captura de sinergias recorrentes de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros), atingindo o patamar de R\$ 278,7 milhões acima do valor anual esperado de R\$ 250,0 milhões, o qual já representava mais que o dobro dos R\$ 120 milhões inicialmente anunciados no momento da transação. Em dezembro, atingimos 94,6% de disponibilidade média nos ativos eólicos incorporados, um aumento de 10,6 p.p. em relação à disponibilidade média de 2024, alcançando o patamar de 95% um ano antes do planejado na avaliação dos ativos.

Adicionalmente, o ano de 2025 também foi marcado pelo agravamento da questão dos cortes de geração (*curtailment*), resultado de uma combinação de fatores, dentre os quais destacamos as restrições na rede básica de transmissão, a carga abaixo do previsto devido a temperaturas mais amenas, a maior participação de micro e minigeração distribuída (MMGD), que atingiu o patamar de 10% da carga no 4T25, e o maior despacho térmico em função dos novos parâmetros de aversão a risco e dos aperfeiçoamentos técnicos realizados nos modelos de formação de preços. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a média anual de cortes registrada, excluindo-se a parcela associada à razão de indisponibilidade externa (REL) ressarcível, atingiu 14,5% para a fonte eólica e 21,0% para a fonte solar em 2025 no Sistema Interligado Nacional (vs. 6,1% e 11,2%, respectivamente, observados em 2024).

Importantes avanços regulatórios marcaram o ano, com destaque para a tramitação da MP nº 1.304/2025 e a promulgação da Lei 15.269/2025, que estabeleceu diretrizes para temas estruturantes do setor, como ajustes no modelo de autoprodução por equiparação, abertura do mercado de baixa tensão e, pela primeira vez, o reconhecimento formal da compensação dos cortes de geração por confiabilidade do SIN. Para a Auren, esse tipo de *curtailment* representou cerca de 50% dos cortes do período, contemplado pela lei (setembro de 2023 a novembro de 2025), com impacto estimado em aproximadamente R\$ 312,0 milhões – considerando compensação integral. Em 31 de dezembro, o MME abriu a Consulta Pública nº 210 para estabelecer o Termo de Compromisso que viabilizará essa compensação, detalhando critérios de classificações dos cortes, regras para ocorrências simultâneas de cortes de geração de naturezas distintas, reavaliação da base de apuração pelo ONS e cronograma de compensação.

Neste cenário desafiador, destaca-se mais uma vez o portfólio diversificado da Auren. Concebido para lidar com a crescente complexidade do setor elétrico e a maior demanda por flexibilidade, nosso conjunto de ativos tem se mostrado continuamente resiliente. Durante o trimestre, a composição de nosso portfólio possibilitou a captura de ganhos de modulação no valor de R\$ 70,4 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica e maior volatilidade de preços do mercado. O impacto dos cortes sobre o resultado foi de R\$ 207,5 milhões no trimestre ante R\$ 195,5 milhões no 3T25. Descontando-se os ganhos de modulação, o efeito líquido totalizou R\$ 137,0 milhões no quarto trimestre. No ano, o impacto do *curtailment* totalizou R\$ 529,5 milhões, sendo parcialmente mitigado pelos ganhos de modulação de R\$ 195,9 milhões registrados no período, resultando num impacto líquido negativo de R\$ 333,6 milhões.

¹ Capacidade instalada considera 50% da capacidade de Tucano Holding III (77 MW), joint-venture entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). A capacidade instalada total de Tucano Holding III é 155 MW.

Vale destacar o desempenho operacional dos ativos eólicos no ano de 2025, cuja produção de energia atingiu 1.242 MW médios² no ano, 9,0% superior ao ano de 2024 e equivalente a 92,9% do percentil 90 (P90) da curva de certificação de produção dos ativos. Ao analisar a geração potencial, expurgando-se o impacto do *curtailment*, a geração de 2025 totalizaria 1.469 MW médios ou 100,2% do percentil 50 (P50) e 109,7% do percentil 90 (P90), demonstrando a qualidade e resiliência dos ativos da Companhia.

Em relação ao desempenho financeiro, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 4,0 bilhões em 2025, um crescimento de 19,9% em relação ao ano de 2024, resultado da entrada em operação completa de Tucano, Cajuína, Jaíba e Água Vermelha VII, da melhora da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados e das sinergias de PMSO capturadas. Encerramos o exercício com uma alavancagem de 4,8x (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado).

Na busca por otimizações constantes, a Companhia explorou também outras avenidas para destravar sinergias adicionais, dentre as quais o remanejamento de lastro de modo a viabilizar a assinatura de autoproduções de longo prazo, a imunização dos planos de previdência da CESP e da Auren Operações e a reorganização societária.

Ao longo de 2025, tivemos avanços importantes no equacionamento do déficit previdenciário, tanto da CESP quanto da Auren Operações, com a implementação da estratégia de imunização do plano de previdência (VIVEST), alinhando a rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros, aproveitando o cenário de juros mais elevados. Entre os benefícios da estratégia, destacam-se a redução do déficit atuarial em R\$ 879 milhões na CESP e R\$ 112 milhões na Auren Operações (antiga AES Operações) ao final de 2025, e a redução da necessidade de aportes pela Companhia em R\$ 47 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente, em relação aos valores anteriormente projetados.

Os atos preparatórios para a reorganização societária, por sua vez, foram iniciados no 3T25, com o processo para obtenção dos *waivers* necessários, visando à concentração dos ativos hidrelétricos em um mesmo veículo (CESP), à simplificação da estrutura societária com a diminuição do número de companhias de capital aberto e o aumento da eficiência na gestão de caixa e alocação do endividamento. Esperamos a conclusão do processo da reestruturação ao longo do ano de 2026.

Por fim, recebemos a aprovação em Reunião de Diretoria da ANEEL, no dia 14 de outubro de 2025, do direito da CESP ao recebimento de indenização no valor de R\$ 498,8 milhões, referente aos investimentos prudentes realizados ao longo das concessões das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna e Jaguari. Em seguida, o MME definirá a fonte dos recursos, o cronograma e o índice de correção monetária aplicável para o pagamento da indenização, temas que também tem sido objeto de discussão no âmbito da Consulta Pública MME nº 190, de julho de 2025. Nossa expectativa é que essa etapa final seja concluída também durante o ano de 2026.

A Auren mantém uma visão altista para os preços de energia de longo prazo, projetando sua convergência ao custo marginal de expansão à medida que a sobreoferta se reduz no horizonte até 2030. Esse cenário tende a beneficiar a Companhia no médio e longo prazo, especialmente considerando seu portfólio mais descontratado a partir de 2028. Ao longo de 2025, observou-se um aumento relevante na curva futura de preços de médio e longo prazo de energia, acompanhado de revisões substanciais das premissas de longo prazo por parte de analistas e investidores, que passaram a trabalhar, em média, com valores acima de R\$ 200/MWh.

Após um 2025 marcado por intensa atividade regulatória e pelo aumento expressivo do prêmio de risco do setor elétrico, um ambiente que evidenciou a urgência de soluções definitivas para desafios estruturais o início de 2026 sinaliza avanços concretos nesse caminho. A proximidade de uma solução para o tema do *curtailment* representa um avanço relevante. Acreditamos que a redução das incertezas regulatórias é fundamental para que o setor elétrico recupere sua capacidade de planejamento de longo prazo e mobilize os investimentos necessários para garantir sua sustentabilidade econômica e a expansão da matriz energética.

Embora 2026 ainda reflita parte das pressões operacionais e regulatórias recentes, o ano se configura como um período de transição importante, em que os fundamentos começam a apontar para um horizonte mais equilibrado. A partir de 2027, esperamos um crescimento mais forte de EBITDA e de geração de caixa, refletindo de forma mais ampla os efeitos

² Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

das iniciativas estruturantes implementadas desde a integração com a AES Brasil e acelerando o processo de desalavancagem da Companhia.

Ao longo de 2026, dedicaremos nossos esforços ao refinamento de processos internos, à conclusão da reestruturação societária, à implementação de um orçamento base zero e à busca contínua por eficiências, preparando a Companhia para capturar plenamente as oportunidades que emergirão.

Seguimos confiantes na atratividade do setor e comprometidos a contribuir para sua evolução com rigor técnico, inovação, sustentabilidade e excelência operacional.

Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos clientes, colaboradores, acionistas e parceiros.

Fabio Zanfelize
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI



Perfil da Companhia

A Companhia foi criada a partir da integração dos ativos de energia da Votorantim S.A. e do CPP Investments, com o objetivo de se posicionar como uma das maiores plataformas de geração renovável e de comercialização de energia do Brasil. Em 15 de maio de 2024, a Auren anunciou um passo importante em sua estratégia de crescimento, a Combinação de Negócios com a AES Brasil. A aquisição foi concluída em outubro de 2024 e, com ela, a Auren se consolidou como a 3ª maior geradora de energia do Brasil, com uma das melhores combinações do país sob o aspecto de diversificação no portfólio de fontes, através da distribuição de sua capacidade em geração hidrelétrica (54%), geração eólica (36%) e geração solar (10%), totalizando 8,7 GW de potência instalada totalmente renovável.

Importante: Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos resultados da Companhia, os números relativos à 2024 são apresentados de forma comparativa com uma visão proforma não auditada, as quais são comentadas considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Auren desde 1º de janeiro de 2024 exclusivamente para fins comparativos. Assim, as informações operacionais, os resultados contábeis proforma e outras informações de 2024 divulgados neste documento foram consolidados somando os valores da Auren Energia e da AES Brasil e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados de 2025; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Governança Corporativa

Desde o início da negociação das ações da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), em 28 de março de 2022, a Auren integra o Novo Mercado, segmento de listagem com os mais elevados padrões de governança corporativa e transparência da Bolsa brasileira. Nesse contexto, a estruturação e implementação dos processos, juntamente com a maturidade do ambiente de controles e políticas advindas dos padrões elevados do Novo Mercado, fortalecem a transparência, a divulgação de informações e o processo de tomada de decisão da gestão e dos órgãos de governança da Companhia.

Ainda, a Auren adota as principais práticas recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), utilizando como base o Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa, tendo a sua atuação guiada pelos princípios de integridade, transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, de forma a inspirar nossas relações com seus colaboradores, clientes, fornecedores, investidores e demais stakeholders.

Adicionalmente, a Auren é signatária da iniciativa de sustentabilidade corporativa promovida pela Organização das Nações Unidas (ONU) e está comprometida com os dez Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Ética, integridade e transparência são a base da Auren e, a alteridade, a sua energia propulsora. Movida por tal espírito, a Auren também aderiu ao Movimento Transparência 100% do Pacto Global da ONU, que tem o objetivo de encorajar empresas brasileiras no combate à corrupção e engajá-las no cumprimento da meta de se tornarem totalmente transparentes até 2030.



Ética e Integridade

A Auren está comprometida com os mais altos padrões de ética, transparência e governança, mantendo um programa de integridade robusto e alinhado às melhores práticas do mercado e à Lei Anticorrupção (Lei nº 12.846/2013). Esse compromisso é materializado por meio de iniciativas abrangentes que reforçam a cultura de conformidade em todas as áreas da Companhia e entre seus stakeholders.

A reformulação da área de compliance, agora chamada Ética e Integridade, reflete essa evolução. A Auren optou por adotar o termo "Integridade", pois ele abrange um espectro mais amplo do que o termo "compliance", que muitas vezes se restringe ao cumprimento de normas. Integridade reflete o compromisso com a ética empresarial em todas as suas dimensões, sempre buscando uma atuação íntegra em todas as frentes da Companhia.

O Código de Conduta e a Política de Compliance e Anticorrupção da Auren orientam as práticas da empresa em temas como integridade, prevenção de corrupção e fraudes, combate à evasão fiscal, interações com o poder público, práticas anticoncorrenciais, doações e patrocínios. Além disso, o Código de Conduta e outras políticas são submetidos a revisões periódicas, com aprovação formal pelos executivos da Companhia, inclusive, para parte delas, aprovação em Conselho de Administração.

A cada dois anos, a Companhia realiza o Compliance Risk Assessment para avaliar e identificar riscos de integridade relacionados às operações, bem como o rastreamento da eficácia das medidas tomadas, por meio de avaliações feitas pelas áreas de Auditoria Interna e Riscos e Controles Internos. Outras iniciativas com foco em orientação e treinamento de colaboradores, monitoramento de conflito de interesses, avaliação de eventuais riscos de integridade de parceiros de negócios, gerenciamento do canal de denúncias e a condução das investigações internas também são realizadas na Companhia.

Mais informações sobre a evolução e as iniciativas de Governança Corporativa estão disponíveis no site de Relações com Investidores (ri.aurenenergia.com.br).

Mercado de Energia

O 4T25 foi marcado por uma combinação de fatores que influenciaram a operação do SIN, com destaque para a condição hidrológica adversa, resultando em recomposição dos níveis de reservatórios abaixo do esperado para o início do período úmido e na geração hidrelétrica inferior à sazonalidade estimada do volume da garantia física alocada pelos agentes do MRE, o que colaborou para uma piora no GSF com relação ao ano passado. Além disso, o trimestre foi marcado por um *curtailment* mais elevado com relação ao ano de 2024, ainda que com uma leve redução em comparação com o 3T25. O PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) ficou ligeiramente acima do registrado no trimestre anterior, com níveis similares de descolamento de submercado e volatilidade.

Como reflexo de um início do período úmido com chuvas inferiores à média histórica, os reservatórios encerraram dezembro com 45% da capacidade máxima, nível 10 p.p. acima da média dos últimos dez anos, porém inferior em 7 p.p. e 10 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 e ao encerramento de setembro de 2025, respectivamente.

As temperaturas mais amenas levaram a uma carga abaixo das previsões do ONS pelo terceiro trimestre consecutivo. Ainda assim, a variação de 13 p.p. do GSF ano contra ano (67% no 4T25 vs. 80% no 4T24) se deve principalmente à maior alocação de garantia física do MRE no período (8 p.p. de variação), somado ao menor despacho hidrelétrico do sistema (5 p.p.). O 4T25 apresentou uma geração de 40 GW médios (vs. 43 GW médios no 4T24).

Em relação ao *curtailment*, o 4T25 apresentou uma leve redução quando comparado ao 3T25, mantendo trajetória decrescente ao longo dos meses: outubro registrou o maior patamar de toda a série histórica, enquanto dezembro apresentou o menor nível de cortes desde abril de 2025. No trimestre, o *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 23,1% (3,9 GW médios), significativamente superior aos 7,7% registrados no 4T24 e aos 20,6% registrados no terceiro trimestre de 2025. Para a fonte solar, o *curtailment* total no SIN foi de 23,8% (1,2 GW médios) no 4T25, também superior à restrição de 12,2% no 4T24, mas substancialmente inferior quando comparado ao terceiro trimestre de 2025 (33,2%).



Por fim, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 265/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 36%, ligeiramente acima do PLD médio de R\$ 252/MWh registrado no 3T25, com volatilidade *intraday* similar (38%), e do preço médio de R\$ 218/MWh e volatilidade *intraday* de 33% observado no 4T24. Apesar do PLD mais elevado, o submercado SE/CO apresentou níveis similares de descolamento com relação ao submercado Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh ao longo do terceiro e quarto trimestres de 2025, ante R\$ 11/MWh no 4T24.

Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre, especialmente impostos pelo GSF e *curtailment*, quanto as oportunidades de ganho de modulação em função da dinâmica do PLD. Os efeitos serão detalhados nos parágrafos a seguir.

Climatologia

Pelo terceiro trimestre consecutivo, as temperaturas no Sul e Sudeste/Centro-Oeste permaneceram, em geral, abaixo da média climatológica, influenciadas por passagens frequentes de frentes frias. Esse padrão contrasta com o observado no ano anterior, quando ondas de calor predominaram durante a primavera, sustentando temperaturas mais elevadas

Assim como nos trimestres anteriores, o comportamento das temperaturas continuou impactando significativamente a demanda do SIN. A carga global registrada no 4T25 foi de 80 GW médios, uma redução de 4,2% em relação ao valor projetado pelo ONS (PLAN 2025-29³). Na comparação entre os períodos, a carga recuou 0,6% em relação ao 4T24, enquanto registrou alta de 3,1% em relação ao 3T25.

Considerando o ano completo, o SIN registrou uma carga global de 81 GW médios em 2025, aumento de 1,2% em relação a carga média observada em 2024. Ainda assim, houve um desvio negativo de 2,1% comparado ao previsto pelo ONS no PLAN 2025-29. Essa frustração se deve, principalmente, às temperaturas mais baixas registradas ao longo do ano no centro-sul do país. Além disso, o fraco desempenho do setor industrial, com crescimento de 0,6% no acumulado do ano até novembro, também contribuiu para o desvio negativo da carga em relação à previsão.

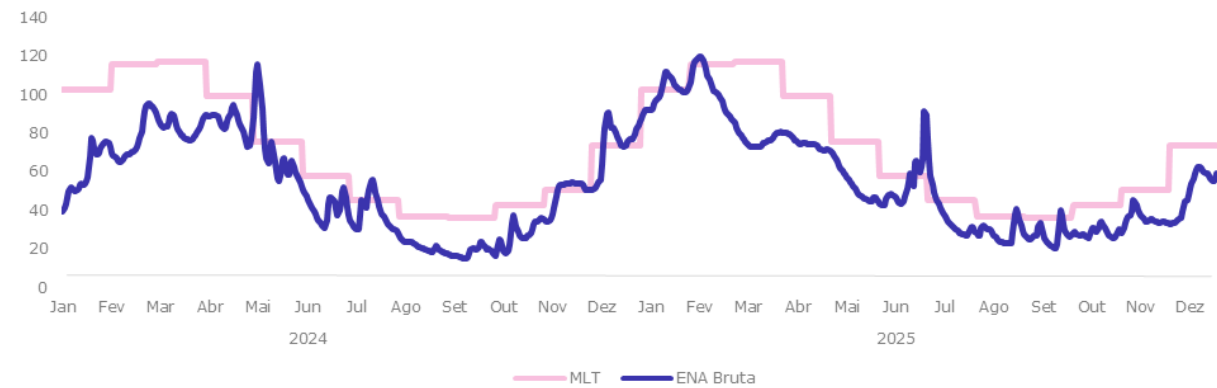
Energia Natural Afluente – ENA

No 4T25, todos os subsistemas registraram chuva abaixo da média climatológica, fazendo com que a ENA do SIN performasse em 68% da média de longo termo (MLT), desempenho que representa o 3º pior da série histórica de 94 anos para o trimestre e caracteriza um início desfavorável do período úmido.

O subsistema Sul, apesar de também registrar precipitações abaixo da média, registrou chuvas mais intensas em comparação às demais regiões, com ENA bruta equivalente a 88% da MLT. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a ENA bruta atingiu 70% da MLT (ante 93% no 4T24 e 71% no 3T25). Já os subsistemas Nordeste e Norte registraram 38% e 57% da MLT, respectivamente, repetindo o padrão mais seco predominante no país. Esse comportamento hidrológico é explicado pela atuação de sistemas anômalos de alta pressão, além da influência de águas mais frias do que o normal na região equatorial do Atlântico, reduzindo o transporte de umidade do oceano para o continente e contribuindo para a piora das condições hidrológicas no período.

³ Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2025-2029, publicado em dezembro de 2024.

Energia Natural Afluyente (ENA) Diária Bruta no Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médios)



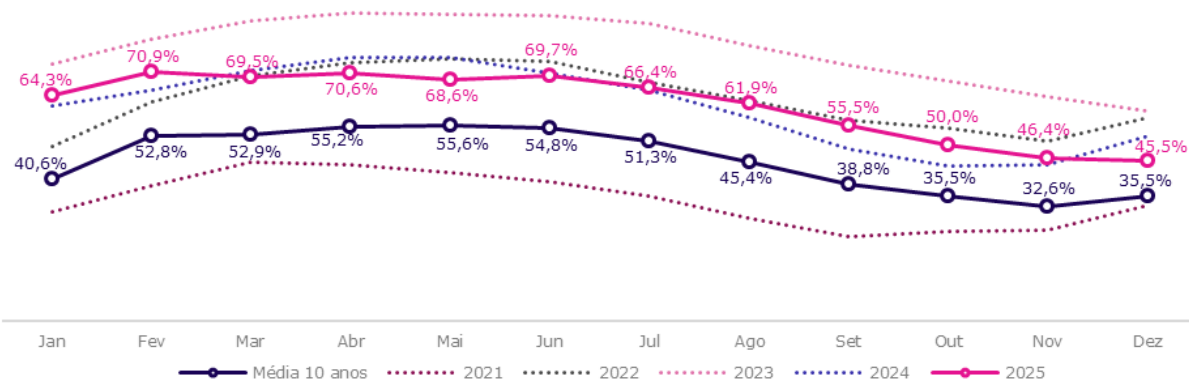
ENA Bruta/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2024	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	90%	76%
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	68%	79%

Fonte: ONS

Reservatórios, Balanço Energético e GSF

Ao longo de 2025, a adoção de novos parâmetros de aversão a risco e do modelo *Newave* híbrido levou o sistema a operar com custos marginais de operação mais altos, aumentando o despacho termelétrico por ordem de mérito para manter o nível dos reservatórios mais elevados. No entanto, a piora na condição hidrológica observada ao longo do 4T25 contribuiu para que a trajetória dos reservatórios registrasse uma redução mais acentuada que o comportamento típico para a época quando comparada à curva média dos últimos 10 anos. Como resultado, o nível de armazenamento do SIN encerrou o trimestre em 45%, valor 10 p.p. acima da média dos últimos dez anos, mas cerca de 7 p.p. e 10 p.p.abaixo do mesmo período de 2024 e do encerramento do 3T25, respectivamente.

Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

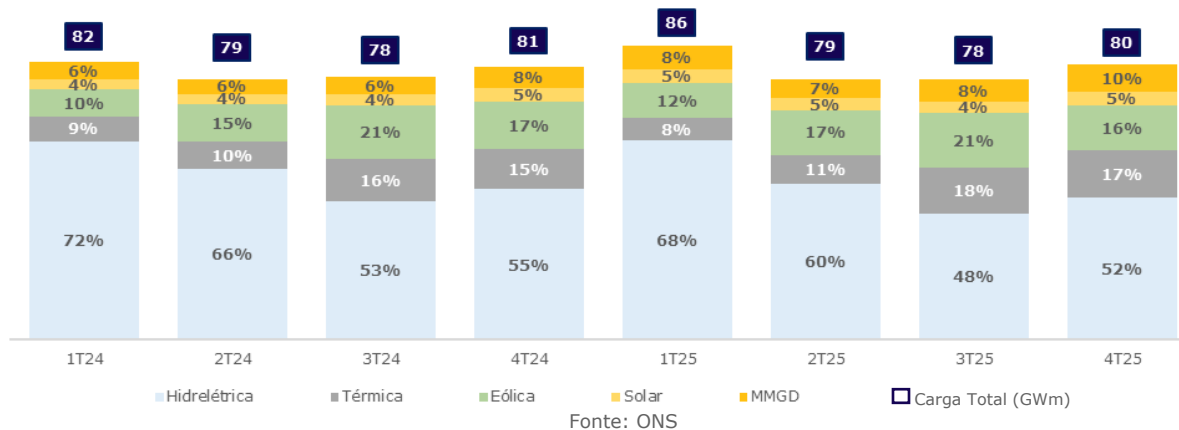


Fonte: ONS

A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e mini geração distribuída (MMGD), ampliou a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 11,9 GW médios (cerca de 15% da carga) no 4T25 ante 10,3 GW médios no 4T24 (13% da carga) e 10,0 GW médios no 3T25 (também 13%). A fonte eólica manteve participação praticamente estável no atendimento à carga, com menor contribuição em 0,8 GW médio (-1 p.p.) se comparado ao 4T24, mesmo com o aumento da geração potencial entre os trimestres (16,6 GW médios no 4T25 vs. 14,3 GW médios no 4T24), refletindo o maior *curtailment* no período. Se comparado ao 3T25, a contribuição da produção da fonte eólica no quarto trimestre de 2025 foi menor em 3,2 GW médios (-5 p.p.).

Paralelamente, o menor despacho hidrelétrico no trimestre reduziu em 3 p.p. a participação da fonte no atendimento à carga em relação ao 4T24, ao mesmo tempo em que representou um aumento de 3 p.p. na comparação com o 3T25 (gráfico a seguir).

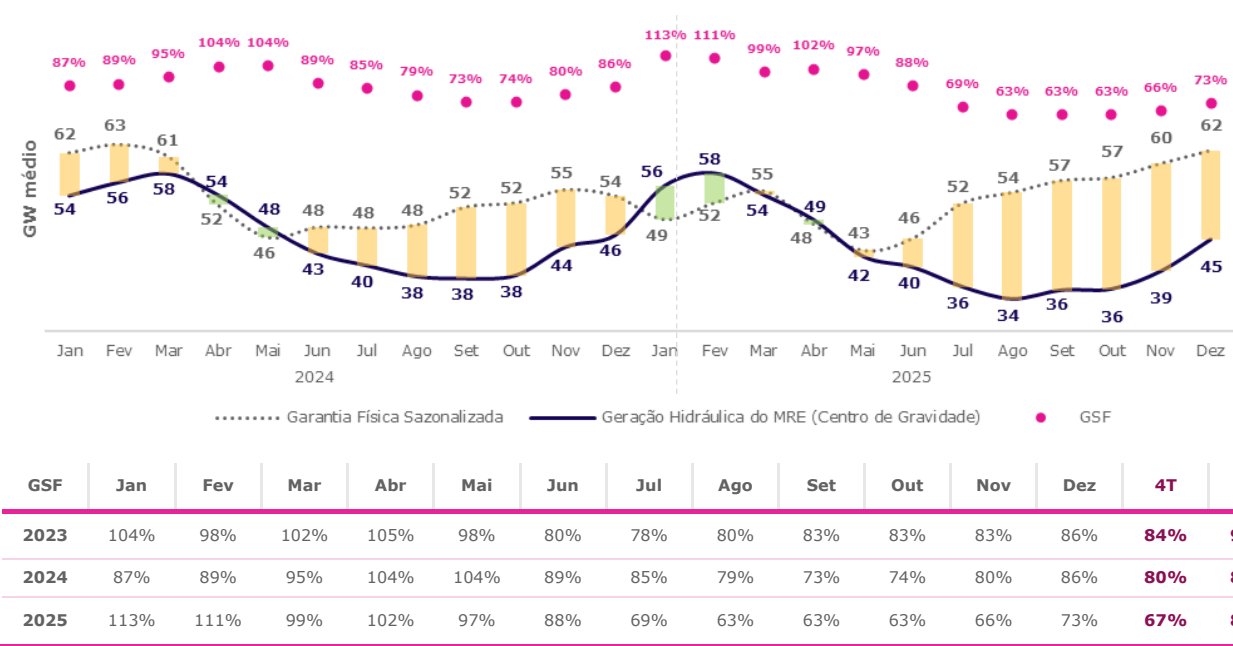
Balanco Energético (SIN) – Contribuição por Fonte para Atendimento à Carga (GW médios)



Assim como ocorreu no trimestre anterior, o volume de garantia física alocada no MRE foi maior no 4T25 (60 GW médios vs. 54 GW médios no 4T24), o que aumentou a base de referência e, por consequência, intensificou o descolamento hidrelétrico, conforme ilustrado no gráfico a seguir.

Além disso, a menor carga e o início desfavorável do período úmido resultaram em uma geração hidrelétrica de 40 GW médios no trimestre, abaixo dos 43 GW médios observados no 4T24 (-6,2%). Com isso, o GSF médio atingiu 67% no 4T25 frente a 80% no mesmo período do ano anterior. A diferença de 13 p.p. entre os trimestres é explicada pela maior alocação de garantia física no MRE (8 p.p.) e menor geração hidrelétrica do sistema (5 p.p.).

Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



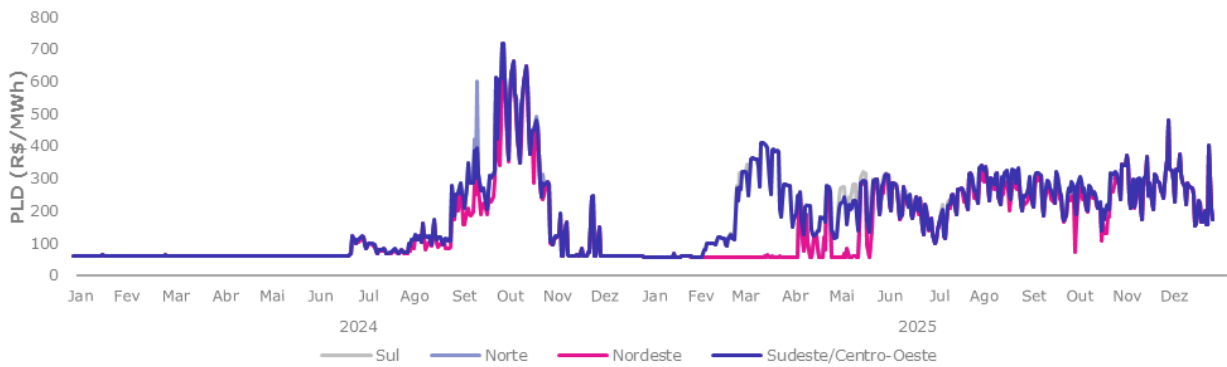
Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 265/MWh no trimestre (vs. R\$ 218/MWh no 4T24 e R\$ 252/MWh no 3T25). A elevação de R\$ 47/MWh e R\$ 12/MWh, respectivamente, reflete a piora nas condições hidrológicas entre os períodos comparados e evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços, implementados com o objetivo de aumentar a segurança do sistema. Na média anual, o PLD do SE/CO ficou em R\$ 224/MWh, um aumento de R\$ 96/MWh se comparado a 2024.

Quanto ao descolamento de preços entre os submercados SE/CO e Nordeste (NE), o valor médio ficou em R\$ 12/MWh no 4T25, em linha com os R\$ 12/MWh de descolamento médio observado no 3T25 e os R\$ 11/MWh registrados no 4T24. Já na média anual de 2025, o descolamento entre esses submercados atingiu R\$ 47/MWh, significativamente acima dos R\$ 10/MWh registrados em 2024.

O baixo nível de descolamento observado em 2024 é atribuído principalmente à condição hidrológica favorável no primeiro semestre daquele ano, que manteve preços baixos e equalizados em todos os submercados no período. Esse comportamento foi atípico, uma vez que o 1º semestre costuma apresentar os maiores descolamentos de preço entre SE/CO e N/NE, já que o excedente hidrelétrico do Norte, somado à maior oferta eólica e solar do Nordeste, frequentemente satura os limites de escoamento em direção ao Sudeste, ampliando o diferencial de preços. Em 2025, sem o cenário observado na primeira metade do ano anterior e com um comportamento mais próximo do padrão histórico, o PLD voltou a registrar descolamentos mais intensos, refletindo novamente as restrições de transferência entre Norte/Nordeste e Sudeste.

PLD Diário por Submercado (R\$/MWh)



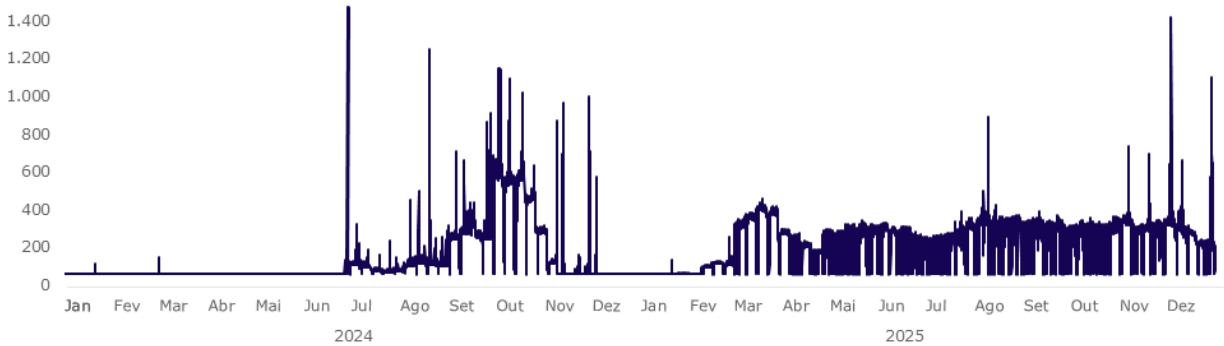
Fonte: ONS e CCEE

PLD por Submercado (R\$/MWh)	4T25	4T24	Var.	2025	2024	Var.
SE/CO	264,6	217,6	21,6%	224,3	128,2	75,0%
Sul	264,6	217,6	21,6%	226,8	128,2	77,0%
Nordeste	252,9	206,7	22,3%	177,2	118,7	49,3%
Norte	263,8	218,2	20,9%	182,8	129,1	41,7%

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD no 4T25 continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite, assim como observado nos demais trimestres do ano. Nesses horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a oferta de energia diminui em função da redução total da geração solar, resultando em um aumento dos preços. O inverso ocorre nos horários próximos ao meio-dia, onde há uma redução considerável da carga líquida diante da elevada geração intermitente, levando o PLD a patamares menores.

A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO alcançou 36% no trimestre, acima dos 33% registrados no 4T24 e marginalmente abaixo do observado no 3T25 (38%). Três fatores explicam a maior volatilidade no 4T25 em relação ao mesmo período do ano anterior: (i) a expansão da MMGD, que intensificou a redução de preços no período da tarde em comparação ao ano anterior; (ii) o baixo patamar do PLD observado em dezembro de 2024, resultado da melhor hidrologia naquele período; e (iii) mudanças no modelo de formação de preço de energia. Estas mesmas razões explicam a diferença observada na volatilidade *intraday* média anual, que atingiu 35% em 2025, em contraste aos 24% verificados em 2024.

PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)



PLD Médio (SE/CO)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
2023	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	80,4	74,8	84,4	74,1	72,1
2024	61,1	61,2	61,1	61,1	61,1	66,4	87,1	118,8	307,6	480,8	103,5	64,8	128,2
2025	59,2	93,7	327,3	202,2	212,6	234,7	210,0	287,2	260,3	250,2	278,2	265,9	224,3

Fonte: CCEE

Curtailment

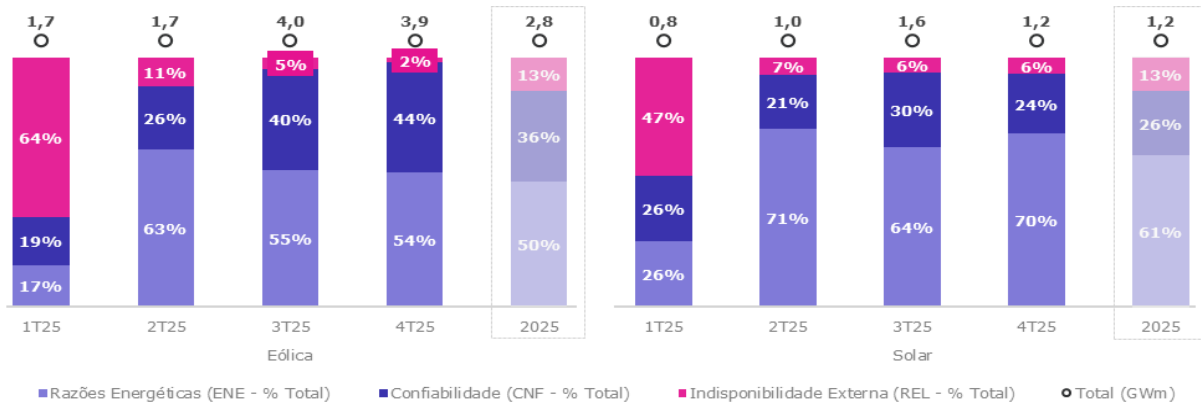
Por fim, considerando dados do ONS, o 4T25 registrou uma média de cortes (*curtailment*) sobre a geração total do SIN na ordem de 23,1% (3,9 GW médios) para a fonte eólica e 23,8% (1,2 GW médios) para a fonte solar. Desconsiderados os eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passíveis de ressarcimento, os cortes atingiram 22,6% (3,8 GW médios) para a fonte eólica e 22,3% (1,1 GW médios) para a fonte solar.

Considerando o montante total de cortes para ambas as fontes, a maior parte de restrição de geração no 4T25 foi, pelo terceiro trimestre consecutivo, atribuída à Razão Energética (58% do total). Esse efeito decorre da combinação entre baixa demanda, consequência das temperaturas mais amenas nas regiões SE/CO e Sul, e elevada geração intermitente no Nordeste, além do aumento da capacidade térmica e de MMGD e da mudança dos parâmetros de aversão a risco do ONS.

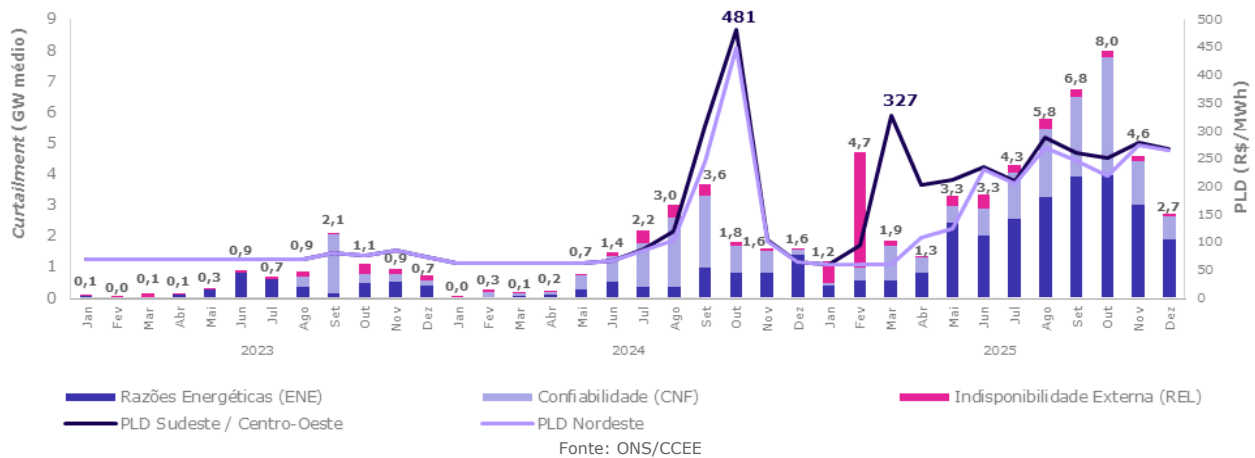
Os cortes por Confiabilidade representaram 39% do montante total no trimestre, com destaque para o mês de outubro, quando essa categoria atingiu 48%, o maior valor do ano.

O mês de outubro de 2025 registrou o maior *curtailment* da série histórica, totalizando 8,0 GW médios de restrição de geração, equivalente a 29,6% da geração total.

Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



Curtailment Eólico e Solar (GW médio) e PLD (R\$/MWh)



Desempenho por Unidade de Negócio

Geração

A Auren possui uma capacidade instalada operacional total de 8.722,8 MW, com participação de 100% em ativos próprios de 8.098 MW, dos quais 4.198 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.023 MW correspondem à fonte eólica e 876 MWac correspondem à fonte solar. Além dos ativos próprios, a Companhia também possui participação minoritária em ativos hidrelétricos (548 MW) e participação de 50% no ativo eólico Tucano Holding III (77 MW).

Balanco Energético do Segmento de Geração

O Balanco Energético de Geração da Companhia e os preços de compra e venda de energia, é apresentado na tabela a seguir. O detalhamento dos contratos de vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e informações adicionais sobre os ativos estão disponíveis em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

Neste segmento, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo a requisitos como (i) variação de energia alocada devido ao ajuste hidrelétrico (GSF), (ii) possíveis compensações associadas ao *curtailment* e (iii) vendas de energia dos ativos.

O 4T25 foi marcado pela execução de diversas operações de remanejamento de lastro, com o objetivo de adequar o portfólio para a formalização de novos contratos de autoprodução, reforçando a estratégia de contratação de longo prazo do portfólio renovável da companhia. O resumo das movimentações realizadas está descrito a seguir:

- 169 MW médios de contratos de autoprodução, referentes aos projetos Cajuína I, II e III, Tucano e Jaíba, foram integrados ao Balanço Energético, sendo 114 MW médios com início de suprimento em 2026 e 55 MW médios com início de suprimento em 2027, com prazo médio de 15 anos.
- Formalização de 118 MW médios de contratos de compra em 2026, com o objetivo de reduzir o risco do portfólio às variações de GSF e *curtailment*, além de substituir volumes decorrentes do remanejamento de lastro.
- Formalização de novos contratos de vendas no ACR no Leilão de Energia Existente, totalizando 5 MW médios alocados neste segmento, de um total de 115 MW médios, com fornecimento em 2026 e 2027 no submercado NE, com o objetivo de mitigar a exposição de diferença de preços entre submercados.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, com preço baseado em dólares, do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e *hedge* cambial no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de geração de R\$ 42,0 milhões no 4T25, em linha com o efeito já anunciado de aproximadamente R\$ 102 milhões para o ano de 2025. No ano de 2026, essa cessão terá impacto positivo de R\$ 99 milhões para a geradora e negativo na mesma magnitude para o segmento de comercialização. O impacto dessa cessão é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Geração e Comercialização.



Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Próprios (A)	3.374	3.715	3.777	3.777	3.777	3.777
Garantia Física Hidrelétrica ⁴	1.686	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica ^{2,5}	1.455	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	233	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	1.229	706	490	460	375	375
Convencional	515	255	119	91	6	6
Incentivada	713	452	372	370	369	369
Recursos Totais (C = A+B)	4.603	4.422	4.267	4.237	4.151	4.151
Vendas no ACR (D)	1.084	1.089	1.089	1.190	1.084	1.084
Hidrelétrica	230	235	235	336	230	230
Eólica	789	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.336	2.858	2.638	2.462	1.982	1.720
Hidrelétrica ³	2.469	2.087	1.822	1.647	1.166	905
Eólica	698	616	671	671	671	671
Solar	170	155	144	144	144	144
Vendas Totais (F = D+E)	4.420	3.947	3.726	3.652	3.065	2.803
Balanço Geração (C - F)	183	475	541	585	1.086	1.348
Convencional	184	369	462	421	899	1.148
Incentivada	0	106	78	165	187	200

Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio de Venda³	196	195	204	204	211	216
ACR	265	275	276	274	277	277
Hidrelétrica	302	309	311	295	314	314
Eólica	249	258	259	259	259	259
Solar	340	353	355	355	355	355
ACL	173	164	174	170	175	178
Hidrelétrica	164	147	158	151	153	154
Eólica	197	211	212	210	207	207
Solar ⁶	209	212	205	201	200	198
Preço Médio de Compra⁴	194	180	180	177	182	182
Convencional	211	144	143	133	145	145
Incentivada	182	201	192	188	182	183

¹ Os valores consideram: (a) Garantia Física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 31 de dezembro de 2025 - para os demais períodos, o GSF é igual a 1; (b) não inclui os recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) exposição do período realizado até 31 de dezembro de 2025 integralmente liquidada ao PLD; e (e) garantia física sujeita ao GSF de 1.782 até 2028, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh. Data base: 01 de janeiro de 2025.

² Considera 50% da Garantia Física de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. Este efeito também influencia as linhas de preço médio de compra para revenda e venda dos períodos.

³ O saldo de vendas do segmento hidrelétrico no ACL tem parte da venda de energia incentivada devido a Auren Operações ser classificada no segmento hidrelétrico, mas também firmar contratos de ativos eólicos.

⁴ Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada. Data base: 01 de janeiro de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,50/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

⁵ Considera a entrada em operação do complexo de Cajuína 3 a partir de janeiro de 2027, agregando 63 MW médios de projeção de GF.

⁶ O preço equivalente do contrato de autoprodução por arrendamento está líquido de PIS, COFINS e ISS.

Desempenho Operacional da Geração

O desempenho da Companhia ao longo de 2025 reforça sua gestão eficiente dos ativos e seu papel estratégico para a segurança energética do país. A capacidade de ajustar a operação às condições climáticas e de mercado evidencia a resiliência do portfólio da Auren e sua habilidade em responder às demandas do sistema. Assim, a Companhia reforça seu compromisso de longo prazo com a sustentabilidade, confiabilidade do fornecimento e criação de valor para os acionistas e a sociedade.

Capacidade Instalada e Produção Segregadas por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Geração (MW médios)					
		4T25	4T24	Var.	2025	2024	Var.
Hidrelétrica ⁵	4.198,4	1.812,6	2.033,1	-10,8%	1.937,7	1.831,0	5,8%
Eólica ⁶	3.100,4	1.178,2	1.238,6	-4,9%	1.242,0	1.139,6	9,0%
Solar ²	876,4	178,2	189,4	-5,9%	172,8	141,0	22,5%
Total Próprios	8.175,3	3.169,0	3.461,1	-8,4%	3.352,5	3.111,6	7,7%
Participações ⁷	547,5	305,0	307,7	-0,9%	259,4	356,0	-27,1%
Total Próprios e Participações	8.722,8	3.474,0	3.768,7	-7,8%	3.611,9	3.467,6	4,2%

Hidrelétrica

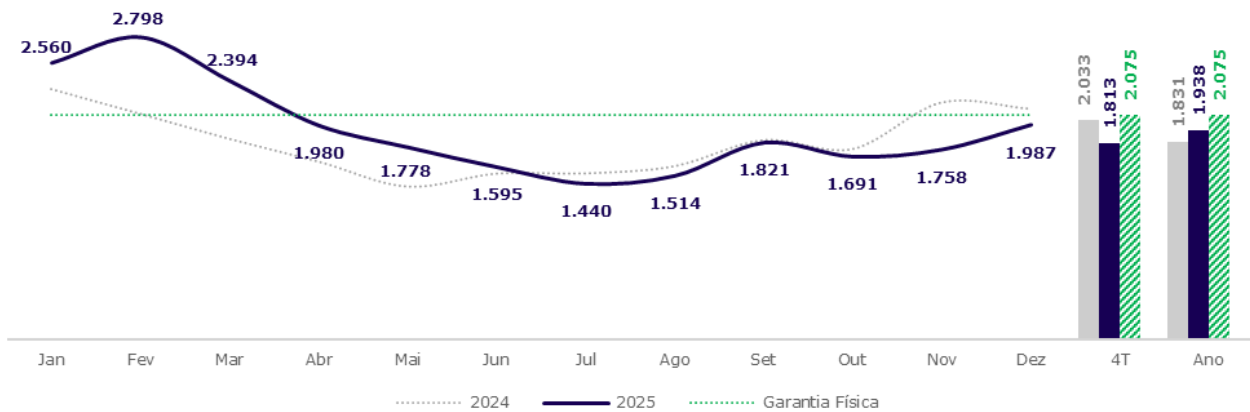
A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,8 GW médios no quarto trimestre de 2025, representando uma redução de 10,8% em relação ao mesmo período do ano anterior e 12,5% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho reflete o despacho realizado pelo ONS, voltado ao controle dos níveis dos reservatórios e ao atendimento do balanço energético, considerando a elevação das temperaturas e a necessidade de maior flexibilidade das usinas hidrelétricas do Sudeste, além de outros fatores mencionados na seção Mercado de Energia deste documento.

No acumulado de 2025, a produção atingiu 1,9 GW médios, um crescimento de 5,8% frente ao ano de 2024 (1,8 GW médios). Este resultado positivo foi impulsionado por condições hidrológicas melhores em 2025 e pela maior demanda de energia para atendimento à carga nos horários de ponta. O cenário mais favorável no início do ano contribuiu para a elevação dos níveis de armazenamento dos reservatórios, proporcionando maior flexibilidade operativa para o despacho das usinas ao longo dos meses seguintes.

⁵ Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.
² Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). Para os demais dados operacionais da *joint-venture*, considera-se participação de 100%.
⁷ Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren.

O gráfico a seguir mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)⁸



Conforme demonstrado na tabela a seguir, ao final do 4T25, o Índice de Disponibilidade Verificada⁹ manteve-se acima dos valores de referência da ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio: Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava, que, somadas, representam 78,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências (Promissão, Bariri e Barra Bonita), que juntas representam 13,1% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia, a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, tais como manutenções ou intercorrências específicas. A Companhia estabeleceu um plano de revisão de manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade dos ativos aos níveis adequados.

Geração e Disponibilidade Verificada dos Ativos Hidrelétricos Próprios

Estado	Hidrelétrica	Cap. Instalada (MW)	Geração (MW médios)						% da Garantia Física ¹⁰ 4T25	Disp. Verificada	Índice Ref. ANEEL
			4T25	4T24	Var.	2025	2024	Var.			
SP	UHE Porto Primavera	1.540,0	823,9	957,6	-14,0%	877,9	860,9	2,0%	-7,1%	95,8%	92,3%
	UHE Água Vermelha	1.396,2	531,3	586,0	-9,3%	610,8	587,1	4,0%	-23,5%	96,6%	93,9%
	UHE Nova Avanhandava	347,4	116,7	131,0	-10,9%	119,6	94,9	26,0%	-7,0%	95,8%	94,8%
	UHE Promissão	264,0	80,0	97,8	-18,3%	86,3	71,8	20,2%	-14,8%	90,8%	94,8%
	UHE Bariri	143,1	61,2	66,3	-7,6%	56,1	49,3	13,8%	2,7%	92,0%	93,4%
	UHE Barra Bonita	140,8	52,5	54,0	-2,8%	41,7	36,8	13,3%	12,4%	87,2%	94,6%
	UHE Ibitinga	131,5	68,1	73,1	-6,9%	61,2	55,4	10,4%	1,9%	97,2%	93,8%
	UHE Euclides da Cunha	108,8	38,1	37,4	1,9%	39,1	37,0	5,6%	-19,1%	96,7%	94,6%
	UHE Caconde	80,4	27,7	15,8	75,1%	30,2	23,6	27,9%	-14,9%	94,3%	94,6%
	UHE Limoeiro	32,0	10,5	10,5	0,0%	11,7	10,7	8,6%	-26,6%	95,2%	94,6%
	PCHs ¹¹	14,2	2,7	3,6	-25,9%	3,2	3,4	-3,3%	-	-	-
Total		4.198,4	1.812,6	2.033,1	-10,8%	1.937,7	1.831,0	5,8%	-12,5% ¹²	-	-

⁸ Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

⁹ IDv60 (Índice de Disponibilidade Verificada – 60 meses), que mede a disponibilidade real de uma usina em operar em comparação com sua capacidade de referência nos últimos 5 anos.

¹⁰ Variação percentual da geração em relação à garantia física do ativo.

¹¹ Considera a soma da capacidade instalada e produção de energia das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera dados de garantia física e disponibilidade.

¹² Não considera dados das PCHs no desvio em relação à garantia física.

Eólica

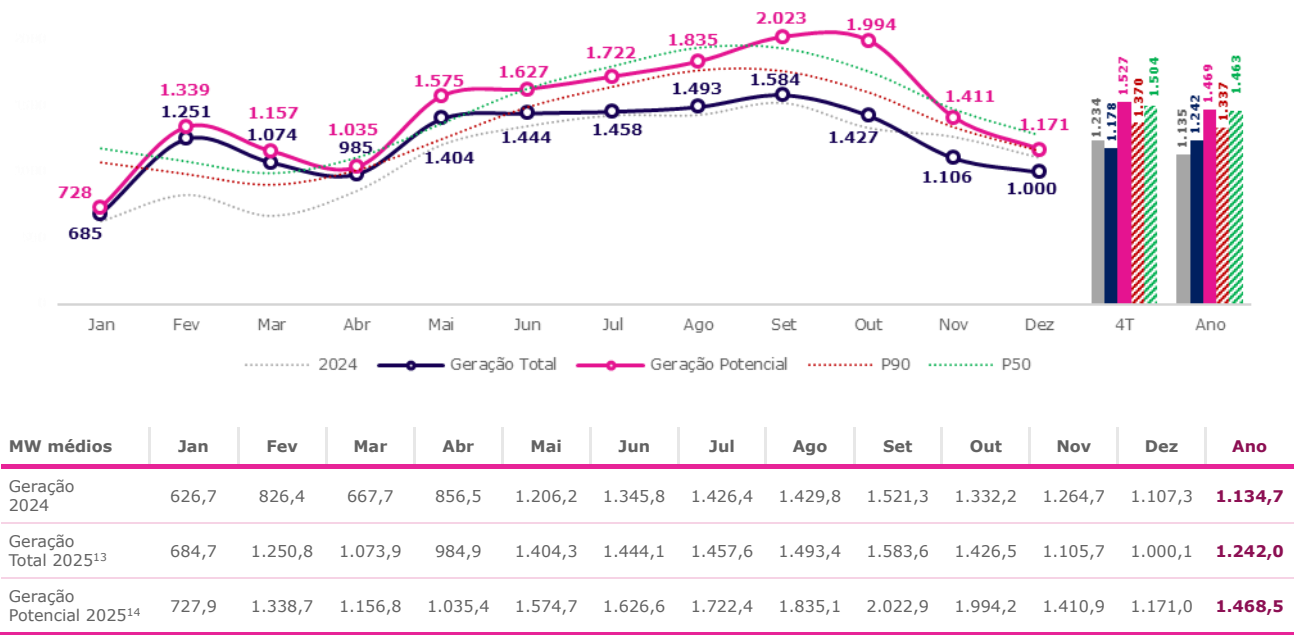
A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquia, foi de 1.178,2 MW médios no 4T25, 4,9% inferior ao 4T24, devido às maiores restrições de geração motivados pelos cortes por Razão de Confiabilidade (CNF) e Razão Energética (ENE). Com relação à certificação P90, o volume de energia produzido somado à restrição por REL foi equivalente a 86,0% no trimestre e 92,9% no ano, com o desvio com relação à certificação sendo causado principalmente pelo *curtailment*.

A geração potencial (considerando também a parcela de energia não produzida por todos os tipos de corte), totalizou 111,5% do P90 e 101,6% do P50 no trimestre. O destaque foi o mês de outubro, quando a geração potencial de energia foi de 113,3% do P50 e de 124,2% do P90, em função do recurso eólico favorável e da boa performance dos aerogeradores.

No acumulado do ano, a produção de energia atingiu 1.242,0 MW médios, 9,0% superior a 2024, principalmente em função da entrada em operação completa dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína e da melhor performance dos demais ativos.

O gráfico abaixo apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica, passível de ressarcimento; (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições de produção; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

Ativos Consolidado – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



¹³ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
¹⁴ Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

Estado	Complexos Eólicos	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						Desvio em Relação à Certificação (%)			
								P90		P50	
		4T25	4T24	Var.	2025	2024	Var.	4T25	2025	4T25	2025
PI	Ventos do Araripe III	122,3	120,8	1,2%	156,2	153,5	1,8%	-15,2%	-7,3%	-19,9%	-12,4%
	Ventos do Piauí II	80,4	85,4	-5,8%	98,2	104,1	-5,7%	-10,1%	-5,0%	-16,2%	-11,5%
	Ventos do Araripe I	68,1	66,0	3,2%	79,8	81,2	-1,6%	-9,5%	-7,8%	-17,4%	-15,8%
	Ventos do Piauí III	75,3	75,3	0,0%	93,3	93,6	-0,3%	-11,0%	-5,6%	-17,3%	-12,3%
	Ventos do Piauí I	73,5	70,3	4,6%	94,3	90,3	4,4%	-13,2%	-3,6%	-17,9%	-8,9%
PE	Caetés	101,5	103,9	-2,3%	76,7	78,7	-2,6%	7,2%	-1,5%	-2,5%	-10,4%
RN	Cajuína	285,2	312,5	-8,7%	272,5	172,2	58,3%	-17,8%	-3,7%	-28,4%	-16,1%
	Ventus	28,2	46,5	-39,3%	31,3	33,8	-7,2%	-49,6%	-24,1%	-54,4%	-31,2%
	Salinas	16,1	21,0	-23,2%	16,2	14,2	14,0%	-30,7%	-4,1%	-36,3%	-11,8%
CE	Mandacaru	41,9	45,1	-7,1%	25,5	32,0	-20,3%	-3,8%	-9,2%	-16,4%	-21,1%
BA	Alto Sertão II	125,1	126,1	-0,9%	153,1	146,3	4,7%	-15,4%	-5,8%	-21,3%	-12,4%
	Tucano	141,8	140,8	0,7%	126,7	116,2	9,1%	-9,9%	-10,5%	-16,6%	-17,2%
RS	Cassino	18,6	24,9	-25,1%	18,0	23,5	-23,3%	-14,3%	-8,4%	-21,9%	-16,6%
Total		1.178,2	1.238,6	-4,9%	1.242,0	1.139,6	9,0%	-14,0%	-7,1%	-21,7%	-15,1%

O 4T25 consolidou o processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados, evidenciando a continuidade das ações implementadas ao longo do ano. As rotinas de manutenção preventiva, corretiva e preditiva permaneceram avançando de forma consistente, sustentadas por uma governança de operação mais robusta e pela gestão integrada dos estoques estratégicos de componentes. Em conjunto, estas iniciativas contribuíram para o aumento da confiabilidade dos equipamentos e para a redução gradual dos períodos de indisponibilidade dos aerogeradores. Ao final do ano, concluímos as manutenções dos ativos incorporados identificadas durante a diligência, e previstas no plano de recuperação elaborado entre o período de *signing* e *closing* da transação de aquisição da AES Brasil, resultando no nível esperado de regularidade e estabilidade operacional nos parques ao final do período.

Com relação à disponibilidade média no trimestre, os ativos incorporados alcançaram 93,0% no 4T25, um avanço de 2,4 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na tabela a seguir. Em dezembro de 2025, alcançamos a marca de 94,6% na disponibilidade média dos ativos incorporados, em linha com o patamar de 95% um ano antes do planejado no processo de diligência da integração da AES Brasil e alinhado com as nossas metas para 2025.

Considerando todos os ativos eólicos da Companhia, a disponibilidade média atingiu 94,2% no 4T25, incremento de 1,7 p.p. na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. No acumulado do ano, os ganhos são ainda mais expressivos, com aumento de 8,1 p.p. nos ativos incorporados e 5,7 p.p. no portfólio total, reafirmando a efetividade das ações estruturantes de O&M e da consolidação de uma operação cada vez mais eficiente e padronizada.

Os complexos Tucano, Ventus e Caetés, em especial, evidenciaram uma recuperação sólida e contínua desde a integração, acumulando avanços respectivos de 7,6 p.p., 7,0 p.p. e 4,7 p.p. no 4T25 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Além disso, o complexo Mandacaru, após o retorno gradual dos aerogeradores à operação conforme o cronograma, também apresentou um avanço significativo na disponibilidade ao longo do quarto trimestre, com um aumento de 4,2 p.p. com relação ao 3T25.

Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados em 2025

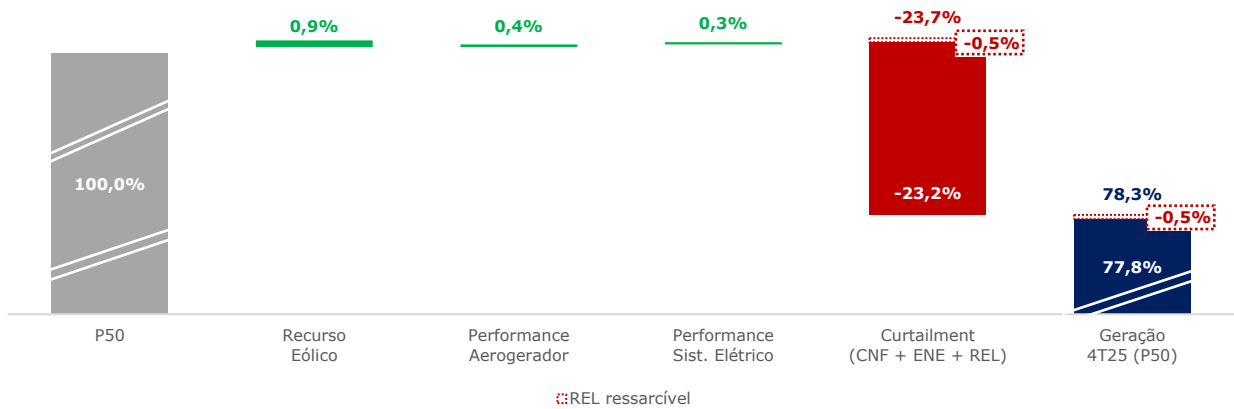
Disponibilidade Média dos Ativos Incorporados	1T	2T	3T	4T	Ano
2024	70,9%	82,9%	91,2%	90,6%	84,0%
2025	89,9%	92,0%	93,3%	93,0%	92,1%

Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	4T25	4T24	Var. (p.p.)	2025	2024	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	357,9	96,7%	96,2%	0,5	97,1%	96,2%	1,0
	Ventos do Piauí II	211,5	97,6%	98,4%	-0,9	96,9%	98,6%	-1,7
	Ventos do Araripe I	210,0	90,9%	93,6%	-2,7	90,7%	80,5%	10,2
	Ventos do Piauí III	207,0	98,8%	97,1%	1,6	97,9%	95,7%	2,2
	Ventos do Piauí I	205,8	94,6%	95,4%	-0,8	96,6%	96,7%	-0,1
PE	Caetés	181,9	97,4%	92,7%	4,7	95,2%	93,0%	2,2
RN	Cajuína	685,8	94,0%	92,8%	1,1	94,3%	78,1%	16,3
	Ventus	187,0	95,4%	88,4%	7,0	93,1%	89,4%	3,7
	Salinas	50,4	96,0%	96,0%	0,0	95,2%	95,8%	-0,6
CE	Mandacaru	108,1	78,2%	76,7%	1,5	71,8%	81,4%	-9,7
BA	Alto Sertão II	386,1	97,9%	95,6%	2,3	97,6%	95,0%	2,6
	Tucano	322,4	88,0%	80,5%	7,6	85,7%	73,5%	12,3
RS	Cassino	64,0	88,2%	97,5%	-9,2	90,2%	97,6%	-7,5
Disponibilidade Média		-	94,2%	92,5%	1,7	93,6%	87,9%	5,7
Disponibilidade Média Ativos Incorporados		-	93,0%	90,6%	2,4	92,1%	84,0%	8,1

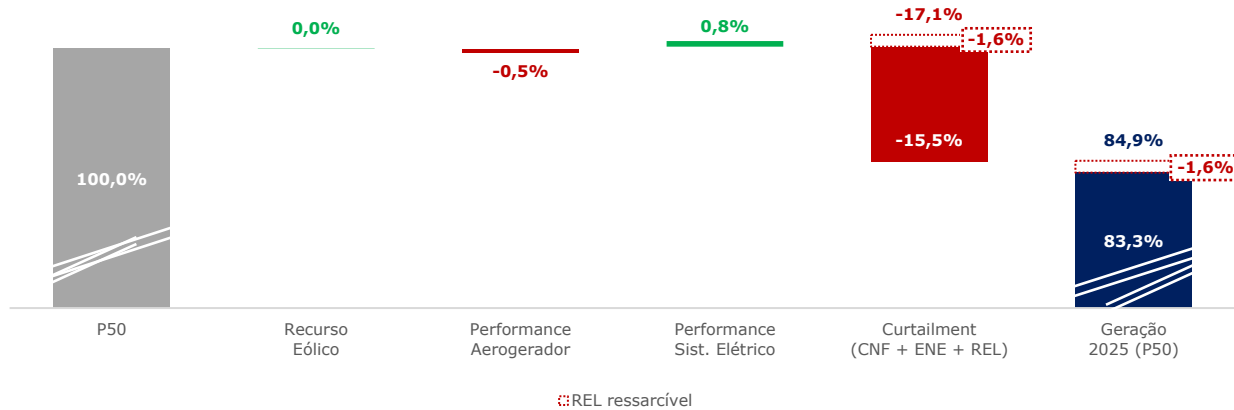
Apesar da maior disponibilidade de recurso eólico e melhor performance dos aerogeradores e do sistema elétrico quando comparados à certificação, a produção de energia do portfólio eólico consolidado alcançou 78,3% do P50 e 86,0% do P90 no trimestre e 84,9% do P50 e 92,9% do P90 no ano de 2025. O principal ofensor foi o *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 23,7 p.p., dos quais 23,2 p.p. são relativos à parcela não ressarcível.

Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)¹⁵



De maneira similar, no acumulado do ano, o curtailment representou uma redução de 17,1 p.p. da geração em relação ao P50 da certificação, sendo 1,6 p.p. passível de ressarcimento, conforme gráfico a seguir. O desempenho positivo do sistema elétrico compensou o leve desvio observado no período para a performance dos aerogeradores, impactada pela menor disponibilidade devido às manutenções para recuperação dos ativos ao longo do ano. Com isso, a produção¹⁶ do portfólio eólico consolidado alcançou 84,9% do P50 e 92,9% do P90 para o ano de 2025.

Desempenho da Geração Eólica Consolidada em 2025 (P50 em base 100)¹⁷



As ações implementadas ao longo do ano, direcionadas ao aumento da confiabilidade e eficiência operacional dos ativos adquiridos, se refletem em um patamar mais consistente de performance técnica e disponibilidade. Esses avanços

¹⁵ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção “*Curtailment* dos Ativos Eólicos e Solares da Auren”, que correspondem aos dados publicados pela ONS.

¹⁶ Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o curtailment classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

¹⁷ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção “*Curtailment* dos Ativos Eólicos e Solares da Auren”, que correspondem aos dados publicados pela ONS.

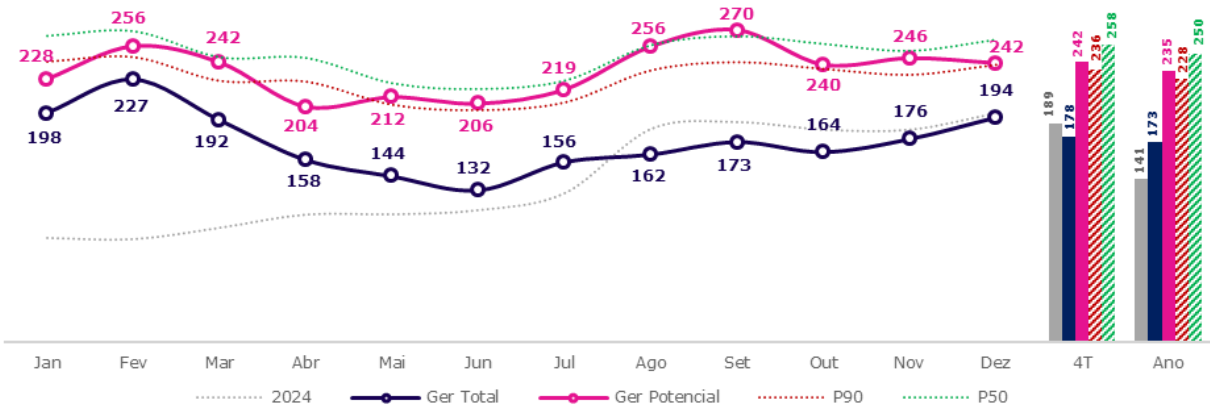
reforçam a resiliência do portfólio frente às variações externas, a evolução contínua do fortalecimento estrutural dos ativos e a crescente estabilidade dos indicadores sob gestão direta da Companhia, marcando a transição para uma fase de captura contínua de valor, com maior estabilidade e robustez operacional desses ativos. O foco daqui em diante será preservar o nível de desempenho alcançado no encerramento de 2025 e consolidar os ganhos estruturais alcançados.

Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento após atingimento da franquia foi de 178,2 MW médios no 4T25, 5,9% inferior ao 4T24. No trimestre, a produção foi 24,6% inferior à geração esperada definida pelo P90 da certificação dos parques e, frente à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 30,9%, principalmente influenciada por restrições de geração (curtailment) classificadas como CNF e ENE.

O gráfico a seguir apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Geração 2024	90,0	89,0	99,0	111,0	111,0	114,0	129,0	185,0	191,0	184,0	184,0	198,0	140,7
Geração Total ¹⁸ 2025	198,3	227,2	192,3	157,8	143,6	131,5	155,7	162,4	173,2	164,5	175,8	194,3	172,8
Geração Potencial ¹⁹ 2025	227,7	256,1	242,3	203,9	212,1	206,4	218,6	255,8	270,1	257,4	240,2	245,9	236,3

¹⁸ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
¹⁹ Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS.

Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Estado	Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						Desvio em Relação à Certificação (%)			
								P90		P50	
		4T25	4T24	Var.	2025	2024	Var.	4T25	2025	4T25	2025
MG	Sol do Jaíba	109,5	116,8	-6,2%	102,1	68,3	49,4%	-25,4%	-29,9%	-33,1%	-37,1%
	Guaimbê	24,3	25,0	-2,8%	25,8	28,4	-9,1%	-22,6%	-12,7%	-24,8%	-15,2%
SP	Água Vermelha Solar	14,2	14,9	-5,0%	14,7	15,6	-5,7%	-24,0%	-14,7%	-27,8%	-19,0%
	Boa Hora	16,6	14,4	15,3%	15,8	15,0	5,4%	-2,9%	0,5%	-7,7%	-4,5%
	Água Vermelha VII	5,0	6,2	-18,8%	6,0	3,4	77,1%	-47,0%	-33,8%	-51,0%	-38,7%
PI	Sol do Piauí I	8,5	12,0	-28,7%	8,4	10,4	-19,3%	-32,6%	-24,9%	-39,1%	-32,1%
Total		178,2	189,4	-5,9%	172,8	141,0	22,5%	-24,6%	-24,3%	-30,9%	-30,7%

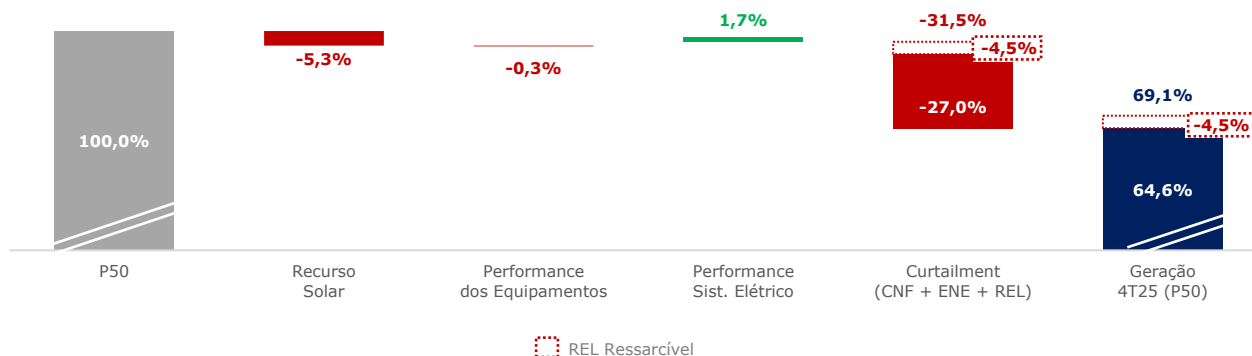
A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,8% no 4T25, um avanço de 1,2 p.p., em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na tabela a seguir. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, influenciando diretamente a melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares

Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade					
			4T25	4T24	Var. (p.p.)	2025	2024	Var. (p.p.)
MG	Sol de Jaíba ¹	500	99,2%	97,6%	1,6	97,9%	97,0%	1,0
	Guaimbê	150	99,0%	95,8%	3,3	98,0%	98,3%	-0,4
SP	Água Vermelha Solar	76	97,5%	99,4%	-1,9	97,5%	97,8%	-0,3
	Boa Hora	69	99,4%	99,4%	0,0	99,5%	99,5%	-0,1
	Água Vermelha VII ²	33	97,7%	99,9%	-2,2	98,7%	99,2%	-0,5
PI	Sol do Piauí I	48	96,7%	96,9%	-0,2	97,8%	98,9%	-1,0
Disponibilidade Média		-	98,8%	97,6%	1,2	98,0%	97,7%	0,4

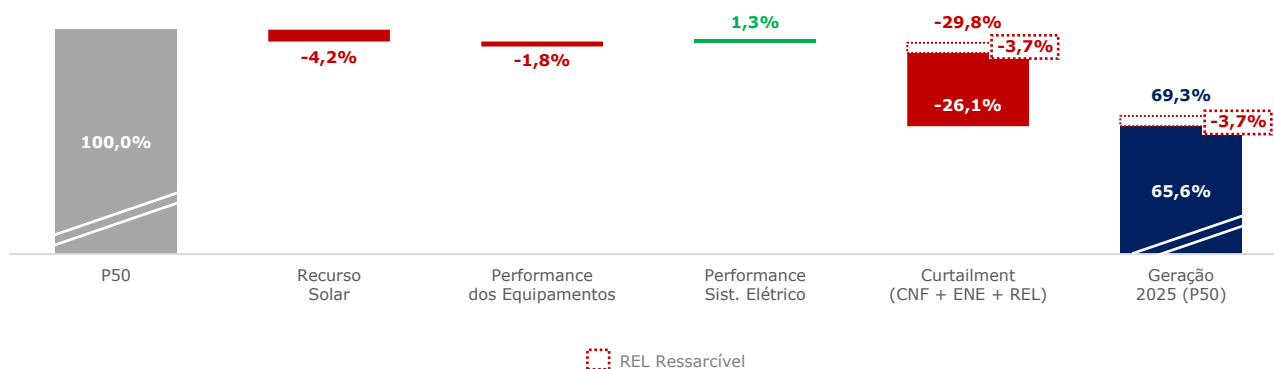
Em linhas gerais, apesar da limitação de geração decorrente do recurso solar abaixo do previsto nas certificações, a principal influência negativa na performance do trimestre decorreu do curtailment, sobretudo da parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 27,0 p.p. frente à certificação P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no gráfico a seguir.

Desempenho da Geração Solar Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)²⁰



De maneira análoga, o desempenho anual dos ativos solares também foi influenciado majoritariamente pelo *curtailment*, responsável pela perda de 26,1 p.p. frente ao P50 da certificação, considerando a parcela não-ressarcível. Além disso, também contribuíram a menor incidência de recurso solar (-4,2 p.p.) e a performance dos equipamentos (-1,8 p.p.), refletindo eventos pontuais ocorridos no 1T25, que já foram solucionados pela Companhia. Desde então, a operação solar segue em trajetória de melhoria contínua, sustentada por ações focadas na confiabilidade e eficiência dos ativos. O ganho no desempenho do sistema elétrico de 1,3 p.p. reforça essa tendência positiva, contribuindo para mitigar parte das perdas acumuladas. Como resultado, a produção²¹ do portfólio solar alcançou 69,3% do P50 da certificação e 75,7% do P90 nos doze meses de 2025, conforme ilustrado a seguir.

Desempenho da Geração Solar Consolidada em 2025 (P50 em base 100)¹



²⁰ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

²¹ Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

Impacto do Curtailment e dos Ganhos de Modulação

Importante: as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment do ONS e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.

Na tabela abaixo apresentamos os percentuais do curtailment das fontes eólica e solar do portfólio da Auren, calculados como percentual da Geração Potencial e do percentil 50 (P50), assim como o curtailment do SIN. Adicionalmente, apresentamos o impacto financeiro do curtailment para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função de seu portfólio diversificado de ativos.

Curtailment e Ganhos de Modulação

Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

Em termos energéticos, o impacto total da restrição não-ressarcível de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 396,8 MW médios, equivalente a 22,4% do P50, sendo (i) 395,3 MW médios no 4T25 por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 1,5 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

Para os projetos eólicos, o 4T25 registrou cortes de geração (curtailment) não-ressarcível na ordem de 342,4 MW médios, equivalente a 22,8% do P50, sendo (i) 342,0 MW médios por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 0,4 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis no 4T25

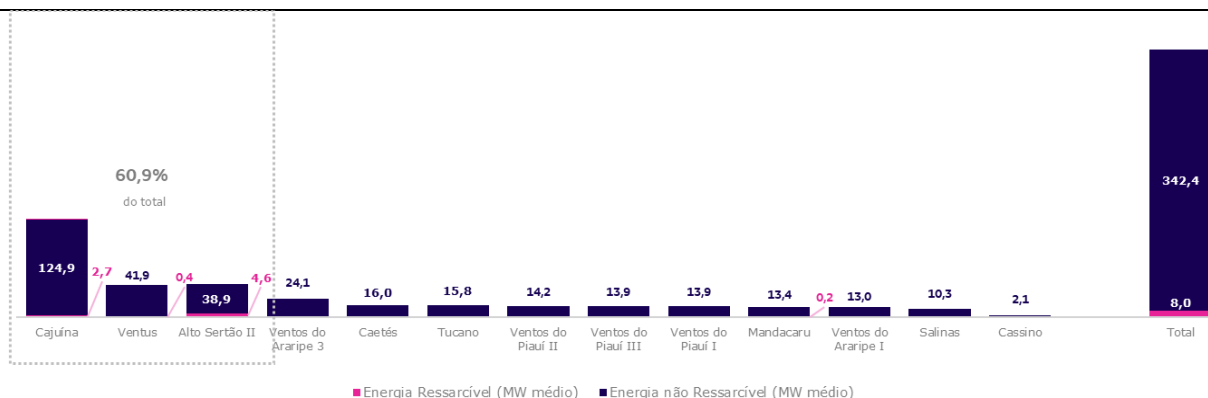
	1T25		2T25		3T25		4T25		2025	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
Curtailment SIN²² (%)	5,4%	9,4%	10,4%	21,1%	19,7%	31,3%	22,6%	22,3%	14,5%	21,0%
Curtailment Auren²³ (%)	8,3%	12,9%	9,0%	25,7%	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	15,5%	22,4%
Geração Efetiva Auren²⁴ (% do P50)	92,0%	78,7%	93,5%	62,7%	79,2%	65,3%	78,3%	69,1%	84,9%	69,3%
Curtailment Auren por Fonte²⁵ (R\$ milhões)	37,7	13,0	56,7	19,1	173,2	22,4	184,2	23,3	451,8	77,6
Curtailment Auren Consolidado²⁵ (R\$ milhões)	50,7		75,8		195,5		207,5		529,5	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	19,4		40,4		65,6		70,4		195,9	
(=) Curtailment Líquido de Modulação⁴ (R\$ milhões)	31,3		35,4		130,0		137,0		333,6	

²² Curtailment SIN (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

²³ Curtailment Auren (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

²⁴ Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailment Elétrico Ressarcível) / P50

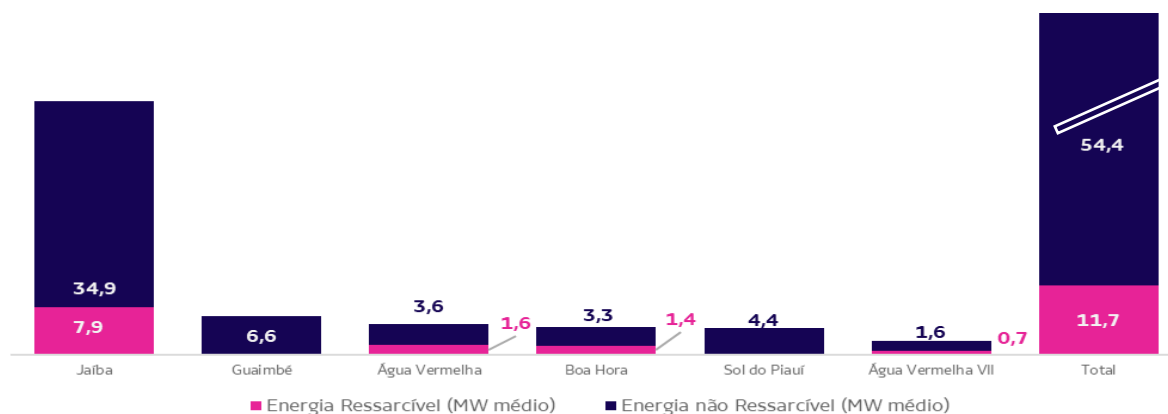
²⁵ Curtailment Auren (R\$ milhões) = Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível



	CAJ	VEN	AS II	VA III	CAE	TUC	VdP II	VdP III	VdP I	MAN	VA I	SAL	CAS	Total
% do P50	31,4%	67,9%	24,5%	15,8%	15,4%	9,3%	14,9%	15,3%	15,5%	26,7%	15,7%	40,7%	8,9%	22,8%
P50 4T25 (MWm)	398,2	61,8	158,8	152,7	104,1	170,1	95,9	91,1	89,6	50,1	82,5	25,3	23,9	1.504,0

Para os ativos solares, o 4T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível da ordem de 54,4 MW médios, equivalente a 21,1% do P50, sendo (i) 53,3 MW médios por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 1,0 MW médios por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) abaixo da franquia.

Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 4T25



	Jaíba	Guaimbé	AGV	Boa Hora	Sol do Piauí ²⁶	AGV VII	Total
% do P50	26,2%	20,3%	26,5%	26,2%	31,5%	22,1%	21,1%
P50 4T25 (MWm)	163,6	32,3	19,6	18,0	14,0	10,3	257,9

²⁶ A certificação de Sol do Piauí é impactada pelo compartilhamento da MUST com Ventos do Piauí I.

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 207 milhões, um aumento de 6% em relação ao 3T25. Desse valor, R\$ 1 milhão representa a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 104 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 103 milhões os cortes por Razão Energética. O impacto líquido do *curtailment* no 4T25 foi de R\$ 137 milhões, já descontados os ganhos com modulação no valor de R\$ 70 milhões, conforme descritos na seção a seguir.

Modulação de Geração

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD), uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*).

Com base nos dados de geração e preço horário, a modulação trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 70,4 milhões no 4T25 e de R\$ 195,9 milhões com modulação em 2025 para a Auren.

Desempenho Financeiro Consolidado

Demonstração de Resultados Proforma

Importante: Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos resultados da Companhia, os números relativos às 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada "2024 proforma", as quais são comentadas considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Auren desde 1º de janeiro de 2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia e da AES Brasil divulgados na coluna de 2024 proforma foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados de 2025; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento holding & pipeline e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia, participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, além de 50% de participação na joint-venture entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA²⁷ de R\$ 9,4 milhões no 4T25 e de R\$ 42,0 milhões no ano de 2025. Mais informações na Nota Explicativa 12 das Demonstrações Financeiras anuais.

²⁷ Considerando a participação proporcional da Auren Participações na joint-venture.

Resultados do exercício

R\$ milhões	2025	2024	Var.	2025	2024 proforma	Var.
Receita Líquida	13.177,0	8.060,0	63,5%	13.177,0	11.250,8	17,1%
Custo com Compra de Energia	(7.770,1)	(5.242,2)	48,2%	(7.770,1)	(6.254,7)	24,2%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(711,7)	(392,0)	81,5%	(711,7)	(705,1)	0,9%
Margem Líquida	4.695,1	2.425,8	93,5%	4.695,1	4.291,0	9,4%
<i>Margem Líquida</i>	35,6%	30,1%	5,5 p.p.	35,6%	38,1%	-2,5 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(1.270,4)	(1.450,8)	-12,4%	(1.270,4)	(1.353,3)	-6,1%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	609,0	152,3	299,7%	609,0	164,8	269,6%
EBITDA	4.033,7	1.840,5	119,2%	4.033,7	3.102,5	30,0%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(127,9)	(13,1)	n.a.	(127,9)	(13,1)	n.a.
Dividendos das Participações Minoritárias	383,1	230,9	65,9%	383,1	230,9	65,9%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	35,3	86,0	-58,9%	35,3	92,9	-62,0%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	(40,8)	(130,6)	-68,8%	(40,8)	(121,9)	-66,6%
Baixa de Imobilizado (ORO)	59,7	-	n.a.	59,7	-	n.a.
Remensuração do Investimento Inicial da Way2 (ORO)	(52,2)	-	n.a.	(52,2)	-	n.a.
Reversão de <i>Impairment</i> (ORO)	(325,7)	(3,2)	n.a.	(325,7)	(3,2)	n.a.
Outros Ajustes (ORO)	3,1	-	n.a.	3,1	21,8	-86,0%
EBITDA Ajustado	3.968,3	2.010,6	97,4%	3.968,3	3.309,9	19,9%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	30,1%	24,9%	5,2 p.p.	30,1%	29,4%	0,7 p.p.
Depreciação e Amortização	(1.923,0)	(713,2)	169,6%	(1.923,0)	(1.371,5)	40,2%
Equivalência Patrimonial	205,3	164,4	24,9%	205,3	156,0	31,6%
Resultado Financeiro Líquido	(2.433,9)	(761,3)	219,7%	(2.433,9)	(1.638,5)	48,5%
LAIR	(117,8)	530,4	n.a.	(117,8)	248,5	n.a.
Impostos (IR/CSLL)	(440,1)	(258,5)	70,2%	(440,1)	(281,2)	56,5%
Resultado Líquido	(557,9)	271,9	n.a.	(557,9)	(32,7)	n.a.

Margem Líquida

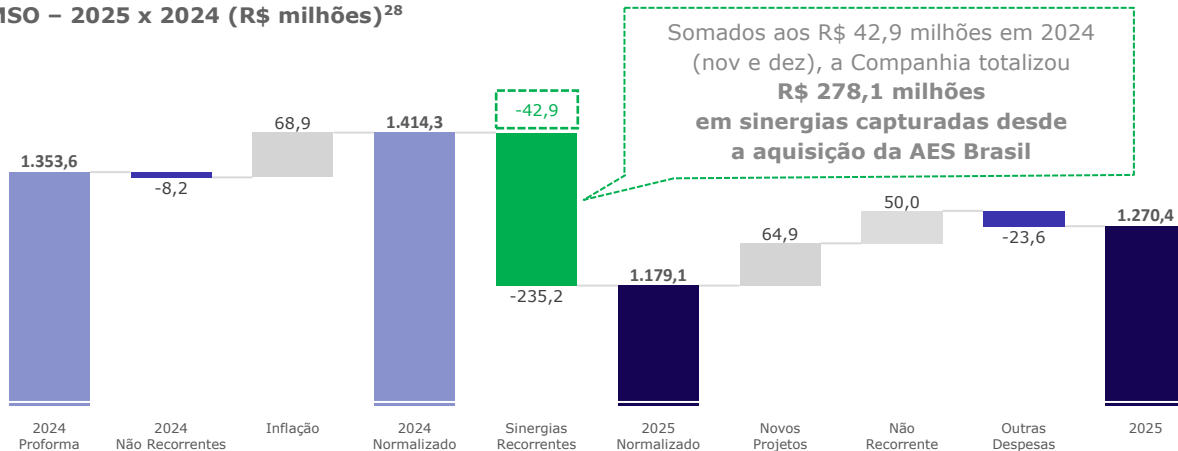
A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 4.695,1 milhões em 2025, aumento de 9,4% na comparação com 2024 (R\$ 4.291,0 milhões).

Os principais efeitos que influenciaram tal resultado foram principalmente: (i) incremento de R\$ 164,2 milhões em função de aumento do volume de energia vendida pelos ativos que entraram em operação ao longo de 2024, (ii) aumento de margem das demais empresas do ecossistema de Comercialização, no valor de R\$ 92,6 milhões, (iii) efeito pontual negativo de ajuste de exposição a comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões registrado no 4T24 e (iv) correção monetária (IPCA) dos contratos regulados.

Custos e Despesas (PMSO)

A soma das linhas de Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO) totalizou R\$ 1.270,4 milhões em 2025 vs. R\$ 1.353,3 milhões no 2024, redução nominal de 6,1%, e R\$ 82,9 milhões quando comparado a 2024, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

PMSO – 2025 x 2024 (R\$ milhões)²⁸



Analisando a captura de sinergias de PMSO desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024, a Auren reduziu de forma acumulada R\$ 278,7 milhões/ano, superando a economia anual estimada de R\$ 250,0 milhões divulgada anteriormente, a qual, por sua vez, já representava aumento significativo frente aos R\$ 120 milhões divulgados no momento da assinatura da transação. Em dezembro de 2025, a Companhia iniciou, com apoio de consultoria externa de Orçamento Base Zero, um trabalho voltado à busca por maior otimização nos custos e captura de sinergias adicionais ainda em 2026.

A variação entre períodos é explicada principalmente por:

- Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 477,9 milhões em 2025, uma redução nominal de 2,8% quando comparado a 2024 (R\$ 491,8 milhões), tendo em vista as sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil.
- Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 595,2 milhões em 2025, uma redução nominal de 44,5% (R\$ 85,0 milhões) vs. o registrado em 2024 (R\$ 680,2 milhões), principalmente em decorrência de renegociações de contratos e otimizações de O&M, reduções relevantes em Tecnologia da Informação, além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia, compensados parcialmente pelos efeitos do ajuste da inflação.
- Outros (O):** R\$ 197,1 milhões em 2025, um aumento de 8,8% se comparado a 2024 (R\$ 181,2 milhões). O incremento se deve principalmente à mudança da metodologia de contabilização das despesas de arrendamento dos parques eólicos e solares nos ativos incorporados, que, a partir do último trimestre de 2024, passaram a ser reconhecidas como despesas operacionais. Ainda tivemos o impacto positivo da renegociação de apólices de seguros R\$ 26,5 milhões.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 609,0 milhões em 2025 ante uma receita de R\$ 164,8 milhões em 2024.

²⁸ Considera despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros).

A variação é explicada principalmente pelo reconhecimento, no quarto trimestre de 2025, da indenização dos Investimentos Prudentes de CESP, no montante de R\$ 498,8 milhões nas datas base do término dos contratos de concessão das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, através da reversão de *impairment* no montante de R\$ 325,7 milhões e do reconhecimento de R\$ 142,8 milhões adicionais. Os R\$ 30,3 milhões remanescentes referentes ao valor total da indenização já estavam reconhecidos no imobilizado dos ativos e não impactaram o resultado do ano nesse contexto.

Adicionalmente, houve uma variação positiva na marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de R\$114,8 milhões (R\$ 127,9 milhões em 2025 e R\$ 13,1 milhões em 2024), além da menor reversão de litígios realizada em 2025 com impacto de R\$ 81,8 milhões (R\$ 40,8 milhões em 2025 e R\$ 121,9 milhões em 2024).

No gráfico abaixo, demonstramos a variação do saldo da marcação a mercado, ficando evidente a agregação de valor da Auren, que adicionou R\$ 648,9 milhões da marcação a mercado de contratos de energia ao longo do ano, além da realização de ganhos no valor de R\$ 521,0 milhões de posições construídas em períodos anteriores. A agregação de margem futura é reflexo do aumento da curva de preços de energia entre os trimestres.

Conforme comentado em períodos anteriores, a sistemática contábil atualmente aplicada aos contratos da comercializadora gera variações entre os trimestres na marcação a mercado da margem de energia projetada para o ano. Assim, determinados períodos podem refletir a antecipação contábil de margens que serão realizadas ao longo do exercício.

Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 3.968,3 milhões em 2025, um aumento de 19,9% ou R\$ 658,5 milhões, em relação ao ano anterior. Excluindo-se o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 142,8 milhões), teríamos um EBITDA Ajustado de R\$ 3.825,5 milhões em 2025, um crescimento de 15,6% em relação ao ano anterior, principalmente pelos efeitos de ganho na margem líquida do segmento de geração de R\$ 404,1 milhões, resultado da entrada em operação faseada aliada ao incremento da disponibilidade nos complexos eólicos de Tucano, Cajuína e do complexo solar Jaíba, da melhora da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados e das sinergias de PMSO capturadas.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren em 2025 foram de R\$ 383,1 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, e aos dividendos extraordinários recebidos pela Holding Pollarix.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	2025	2024	Var.	2025	2024 proforma	Var.
Receitas Financeiras	1.107,7	714,9	55,0%	1.107,7	954,2	16,1%
Despesas Financeiras ²⁹	(3.541,8)	(1.476,2)	139,9%	(3.541,8)	(2.592,7)	36,6%
Resultado Financeiro Líquido	(2.433,9)	(761,3)	219,7%	(2.433,9)	(1.638,5)	48,5%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 2.433,9 milhões em 2025 comparado a uma despesa de R\$ 1.638,5 milhões em 2024.

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo impacto da variação do CDI médio no período (14,3% a.a. em 2025 ante 10,9% a.a. em 2024), parcialmente compensado pelo menor saldo médio das aplicações financeiras.
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 3.541,8 milhões em 2025, comparada a despesa de R\$ 2.592,7 milhões em 2024. O aumento de R\$ 949,0 milhões decorre, principalmente, de:
- a. **Encargos e Atualizações Monetárias:** Variação de R\$ 739,2 milhões decorre, principalmente, pelo maior saldo médio da dívida e elevação do CDI médio no exercício (14,3% a.a. em 2025 ante 10,9% a.a. em 2024).
- b. **Custos de Captação:** os custos de captação de dívida apresentaram um aumento de R\$ 147,2 milhões, impulsionado principalmente pelo acréscimo de R\$ 103,2 milhões relacionados às 2ª e 3ª Emissões de Debêntures da Auren Participações. Esses valores foram reconhecidos diretamente no resultado financeiro, conforme as normas contábeis aplicáveis a instrumentos mensurados pelo valor justo.

Resultado Líquido

Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	2025	2024	Var.	2025	2024 Proforma	Var.
EBITDA	4.033,7	1.840,5	119,2%	4.033,7	3.102,5	30,0%
Depreciação e Amortização	(1.923,0)	(713,2)	169,6%	(1.923,0)	(1.371,5)	40,2%
Equivalência Patrimonial	205,3	164,4	24,9%	205,3	156,0	31,6%
Resultado Financeiro Líquido	(2.433,9)	(761,3)	219,7%	(2.433,9)	(1.638,5)	48,5%
Impostos (IR/CSLL)	(440,1)	(258,5)	70,2%	(440,1)	(281,2)	56,5%
Resultado Líquido	(557,9)	271,9	n.a.	(557,9)	(32,7)	n.a.

²⁹ Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas demonstrações financeiras.

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 557,9 milhões em 2025 ante um prejuízo de R\$ 32,7 milhões em 2024. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 4.033,7 milhões em 2025 ante R\$ 3.102,5 milhões em 2024, um acréscimo de R\$ 931,2 milhões, conforme detalhado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** A despesa totalizou R\$ 1.923,0 milhões em 2025, frente a R\$ 1.371,5 milhões em 2024, um aumento de R\$ 551,5 milhões. Esse crescimento decorre principalmente do ajuste contábil em 2024 para adequação da depreciação do ativo de Porto Primavera ao valor justo de R\$ 190 milhões e da amortização da mais-valia originada na aquisição da AES Brasil de R\$ 303,2 milhões que passou a ser contabilizada a partir do mês de novembro de 2024.
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 440,1 milhões em 2025, ante R\$ 281,2 milhões em 2024 gerado substancialmente pelo (i) IR/CS pagos na Comercializadora, (ii) IR/CS pagos nos ativos renováveis sob o regime do Lucro Presumido, e (iii) impacto decorrente do ganho da reversão do *impairment* de ativos indenizáveis da CESP, cujo ganho refletiu diretamente na apuração do imposto diferido.
- d) **Equivalência Patrimonial:** R\$ 205,3 milhões em 2025 ante R\$ 156,0 milhões em 2024, um acréscimo de R\$ 49,3 milhões, principalmente em função do melhor resultado nas participações.

Mercado de Capitais

A Companhia obteve, em 25 fevereiro de 2022, o registro de companhia aberta categoria "A" perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM" e "Abertura de Capital") e teve deferido o pedido de listagem na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), com a admissão de suas ações à negociação no segmento especial do Novo Mercado ("Listagem no Novo Mercado").

O início da negociação das ações da Companhia aconteceu no dia 28 de março de 2022, sob o código AURE3. Em 31 de dezembro de 2025, a ação da Auren estava cotada em R\$ 11,87 e seu valor de mercado era de R\$ 12,5 bilhões.





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Auren Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Auren Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

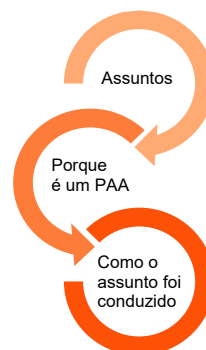
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Contabilização dos contratos de comercialização de energia - Carteira de Negociação ("Trading") (Notas 5 e 18) Conforme divulgado nas notas explicativas 5 e 18 às demonstrações financeiras, a Companhia, por meio de suas controladas possui parte significativa de suas receitas derivadas de operações de <i>trading</i> com contratos de comercialização de energia com características de negociação, para os quais não há compromisso de combinar uma transação de compra com uma venda específica, e para o qual a Companhia tem certa flexibilidade no gerenciamento dos respectivos contratos, com o objetivo de obter ganhos por variações nos preços de mercado, considerando as suas políticas e limites de risco. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude da magnitude dos montantes envolvidos, da necessidade de controles internos robustos e tempestivos e do alto julgamento necessário para mensurar o valor justo dos contratos de compra e venda de energia com estas características em 31 de dezembro de 2025, sendo necessária conhecimento técnico e de mercado pela Administração da Companhia.	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros: • Avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes determinados pela Administração sobre os contratos de comercialização de energia e sobre os cálculos do valor justo dos contratos de compra e venda de energia da carteira de negociação; • Avaliação dos critérios utilizados para identificação dos contratos de compra e venda de energia pertencentes à carteira de negociação e mensuração do valor justo de tais contratos na data das demonstrações financeiras; • Obtenção de respostas de circularização para confirmação com terceiros e conciliação com as premissas utilizadas no cálculo do valor justo; • Avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento do valor justo e análise de evidências contraditórias; e • Avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
	Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que as premissas e os julgamentos utilizados pela Administração na mensuração do valor justo das operações de compra e venda de energia da carteira de negociação da Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
Empréstimos e Financiamentos (Nota 15) Conforme divulgado na nota 15, às demonstrações financeiras, a Companhia e suas controladas possuem diversos contratos de empréstimos e financiamentos obtidos junto a Instituições financeiras nacionais e estrangeiras, os quais são suscetíveis a juros e variação cambial, totalizando R\$ 2.991.227 mil e R\$ 24.521.253 mil, na controladora e no consolidado, respectivamente. Determinados contratos possuem cláusulas de garantia, como cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações e antecipação de dívida, que envolve o cumprimento de certos índices financeiros e outras condicionantes que preveem, dentre outros, a anuência de instituições financeiras em alterações no controle societário e veto de cessão pela Companhia e/ou suas controladas de direitos e obrigações já cedidos em garantia para as respectivas instituições financeiras. Considerando a magnitude dos montantes envolvidos, a complexidade do julgamento na interpretação dos contratos com as instituições financeiras, a necessidade de controles internos robustos e tempestivos e a relevância deste assunto para o risco de liquidez da Companhia, consideramos esse assunto como significativo em nossa auditoria.	Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros: • Avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes determinados pela Administração sobre a identificação, avaliação e valoração dos contratos de empréstimos e financiamentos e acompanhamento dos covenants; • Leitura dos contratos de empréstimos e financiamentos; • Obtenção de respostas de circularização com instituições financeiras para confirmação e conciliação com os saldos contabilmente registrados; • Entendimento da análise da Administração sobre as cláusulas restritivas e a consistência da aplicação do entendimento em relação aos contratos de empréstimos e financiamentos; e, • Recálculo dos covenants financeiros e avaliação do seu cumprimento. • Avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas. Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que as conciliações dos saldos e as análises de cumprimento de covenants efetuadas pela administração, assim como as divulgações em notas explicativas, são consistentes com dados e informações obtidos.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Realização de créditos tributários diferidos de Imposto de Renda e Contribuição Social (Nota 17b) Conforme divulgado na nota 17b, às demonstrações financeiras, a Companhia e suas controladas apresentavam, em 31 de dezembro de 2025, saldo de Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos ativos sobre prejuízos fiscais de Imposto de Renda, base negativa de Contribuição Social e diferenças temporárias no montante de R\$ 1.942.725 mil. Esses valores são registrados na medida em que a Administração considera que as operações da Companhia e suas controladas gerarão lucros tributáveis futuros suficientes para a utilização desses créditos. A Administração realiza projeção dos lucros tributáveis futuros, a qual requer o exercício de julgamentos relevantes sobre determinadas premissas utilizadas nas projeções, como quantidade física de energia (MWh), preços contratados, entre outras variáveis. O valor recuperável dos impostos diferidos ativos reconhecidos nas demonstrações financeiras pode variar significativamente se forem aplicadas diferentes premissas e dados de projeção dos lucros tributáveis futuros. Além disso, a estimativa do momento da realização do prejuízo fiscal de Imposto de Renda, da base negativa da Contribuição Social e das diferenças temporárias e seus impactos na tributação futura da Companhia e suas controladas exige julgamentos significativos pela Administração. Por esse motivo e também pela magnitude dos valores em relação a posição patrimonial da Companhia e suas controladas, consideramos este assunto como significativo para a nossa auditoria.	Os principais procedimentos de auditoria executados incluíram, entre outros, os seguintes: - Entendimento sobre as políticas da administração e o processo de elaboração e aprovação, pela Administração da Companhia e órgão de governança, das projeções dos fluxos de caixa utilizadas nas projeções dos lucros tributáveis futuros. - Análise, com apoio de nossos especialistas, dos dados e avaliação da razoabilidade da metodologia e das principais premissas considerados nos estudos de realização dos tributos diferidos ativos, reconhecidos nas demonstrações financeiras. - Discussão com a administração sobre os planos de negócio aprovados pela governança. - Leitura das divulgações apresentadas em notas explicativas. Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que a metodologia, os julgamentos, os dados e as premissas utilizadas pela administração, assim como as divulgações em notas explicativas, são consistentes com dados e informações obtidos.
Recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis (teste de impairment) (Notas 13 e 14) Conforme divulgado nas notas 13 e 14 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuía registrado em suas demonstrações financeiras consolidadas os	Os principais procedimentos de auditoria executados incluíram, entre outros, os seguintes:

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
montantes de R\$ 25.430.247mil e R\$ 7.201.637mil, referentes a ativos imobilizados e intangíveis, respectivamente, os quais se referem, substancialmente, aos investimentos em infraestrutura efetuados em conexão com os contratos de concessão pública. A Administração realiza, no mínimo anualmente, a avaliação de indicadores de redução ao valor recuperável e, quando aplicável, teste de <i>impairment</i> desses ativos, fundamentado no método do valor em uso, o qual requer o exercício de julgamentos relevantes sobre determinadas premissas utilizadas nas projeções, como quantidade física de energia (MWh), preços contratados, taxa de desconto, entre outras. Consideramos o teste de <i>impairment</i> dos ativos imobilizados e intangíveis um dos Principais Assuntos de Auditoria, em função da relevância dos saldos e da complexidade envolvida nas análises de recuperabilidade. A complexidade advém dos julgamentos significativos em relação à estimativa dos fluxos de caixa futuros, que incluem premissas afetadas por condições macroeconômicas e de mercado. Variações nesses julgamentos e premissas podem produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela Administração e, consequentemente, ter impactos relevantes nas demonstrações financeiras.	- Entendimento sobre as políticas da Administração e o processo de elaboração e aprovação, pela Administração da Companhia e órgão de governança, das projeções dos fluxos de caixa utilizadas nas projeções dos lucros tributáveis futuros. - Análise da razoabilidade das principais premissas utilizadas e recálculo da acuracidade lógica e aritmética do modelo utilizado como base para as projeções de fluxos de caixa futuros. . - Discussão com a Administração sobre os planos de negócio aprovados pela governança. - Leitura das divulgações apresentadas em notas explicativas. Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que a metodologia, os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração, assim como as divulgações em notas explicativas, são consistentes com dados e informações obtidas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos - Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auren Energia S.A.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser

Auren Energia S.A.

decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria realizado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.



Auren Energia S.A.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 3 de março de 2026

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5

Luciano Jorge Moreira Sampaio Júnior
Contador CRC 1BA018245/O-1

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Receita líquida	5	13.176.952	8.059.951	-	-
Custo com energia elétrica	6	(8.481.851)	(5.634.213)	-	-
Custo com operação	6	(2.544.365)	(996.735)	-	-
Lucro bruto		2.150.736	1.429.003	-	-
Despesas operacionais					
Despesas gerais e administrativas	6	(648.963)	(454.065)	(167.807)	(135.873)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	6	609.004	152.343	210	47
		(39.959)	(301.722)	(167.597)	(135.826)
Lucro (prejuízo) operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro		2.110.777	1.127.281	(167.597)	(135.826)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	12(b)	205.347	164.384	82.153	462.480
Resultado financeiro líquido					
Receitas financeiras	7	1.107.724	714.887	103.472	139.792
Despesas financeiras	7	(3.541.662)	(1.476.179)	(792.999)	(264.991)
		(2.433.938)	(761.292)	(689.527)	(125.199)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social		(117.814)	530.373	(774.971)	201.455
Imposto de renda e contribuição social					
Correntes	17(a)	(330.940)	(172.128)	-	-
Diferidos	17(a)	(109.121)	(86.376)	110.939	49.483
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(557.875)	271.869	(664.032)	250.938
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas controladores		(664.032)	250.938	(664.032)	250.938
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas não controladores		106.157	20.931	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(557.875)	271.869	(664.032)	250.938
Quantidade de ações - milhares		1.050.378	1.050.378	1.050.378	1.050.378
Lucro (prejuízo) básico por lote de mil ações, em reais	24	(0,63572)	0,26519	(0,63572)	0,26519
Lucro (prejuízo) diluído por lote de mil ações, em reais	24	(0,63262)	0,23845	(0,63262)	0,23845

Auren Energia S.A.
Demonstração do resultado abrangente
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(557.875)	271.869	(664.032)	250.938
Outros componentes do resultado abrangente do exercício a serem posteriormente reclassificados para o resultado				
Instrumentos financeiros derivativos, líquido dos efeitos tributários	53.017	(5.570)	52.852	(5.570)
Perda na participação de investida	-	(1.501)	-	(1.501)
Outros resultados abrangentes	(1.251)	837	(15)	790
Outros componentes do resultado abrangente do exercício que não serão posteriormente reclassificados para o resultado				
Remensuração de benefícios de aposentadoria, líquido dos efeitos tributários (Nota 22 (e))	(87.413)	579.282	(87.413)	579.282
	(593.522)	844.917	(698.608)	823.939
Resultado abrangente atribuível aos acionistas controladores	(698.608)	823.939	(698.608)	823.939
Resultado abrangente atribuível aos acionistas não controladores	105.086	20.978	-	-
Total do resultado abrangente do exercício	(593.522)	844.917	(698.608)	823.939

Auren Energia S.A.
Demonstração dos fluxos de caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



		Consolidado		Controladora	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social		(117.814)	530.373	(774.971)	201.455
Ajustes de itens que não representam alteração de caixa e equivalentes de caixa					
Depreciação e amortização	6	1.550.238	637.363	14.448	10.663
Amortização de mais-valia	6	372.725	75.827	-	-
Ganho com venda de imobilizado e ativos disponíveis para venda	6	(9.964)	(25.624)	-	-
Baixa de imobilizado, intangível e arrendamentos	6	77.463	5.489	-	-
Remensuração de arrendamentos		-	(15.169)	-	-
Equivalência patrimonial	12(b)	(205.347)	(164.384)	(82.153)	(462.480)
Juros, variações monetárias e cambiais		2.805.025	565.925	742.418	244.828
Apropriação de custos de captação	7	197.381	21.196	34.430	3.054
Instrumentos financeiros derivativos	7	48.659	37	-	-
Valor justo dos empréstimos, financiamentos e debêntures	7	15.877	-	-	-
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais	7	5.507	6.503	-	-
Baixa de atualização monetária de reversão de litígios	7	(3.801)	(37.888)	-	-
Contratos futuros de energia	6	(127.887)	(13.070)	-	-
Rendimentos sobre fundo de reserva		(124.600)	(28.914)	-	-
Indenização de bens reversíveis	6	(142.895)	-	-	-
Constituição (reversão) de provisões					
Provisão (reversão) para litígios	6	(48.803)	(159.614)	-	-
Provisão de ressarcimento	5	431.521	128.426	-	-
Reversão de provisão de impairment de ativo imobilizado e intangível	6	(325.665)	(3.222)	-	-
Provisão de obrigações socioambientais	6	(3.837)	5.776	-	-
Provisão de Incentivo de longo prazo		251	(9.637)	451	(6.949)
Atualizações de saldos					
Provisão para litígios	7	44.607	67.149	27	2
Benefícios pós-emprego	7	90.871	142.553	-	-
Custo do serviço de benefícios pós-emprego	22	507	(171)	-	-
Depósitos judiciais	7	(6.875)	(13.780)	(63)	(51)
Acordos judiciais	7	(1.564)	(2.216)	-	-
Ajuste a valor presente					
Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	7	39.167	21.038	-	-
UBP - Uso do bem público	7	139	1.512	-	-
Alienação de participação de investidas		(1.451)	(17.891)	(445)	(2.196)
Arrendamentos		15.979	5.340	2.037	1.959
		4.575.414	1.722.927	(63.821)	(9.715)
Decréscimo (acrécimo) em ativos					
Instrumentos financeiros derivativos		127.185	328.018	-	-
Contas a receber de clientes		(290.491)	(228.666)	(2.700)	-
Tributos a recuperar		2.722	(17.982)	(26.476)	31.783
Cauções e depósitos judiciais		5.517	117.150	-	(1)
Partes relacionadas		3.982	52.975	9.225	20.718
Demais créditos e outros ativos		(61.222)	(65.157)	5	252
Acrécimo (decrécimo) em passivos					
Fornecedores		106.393	174.516	8.880	912
Instrumentos financeiros derivativos		(617)	(281.455)	-	-
Obrigações estimadas e folha de pagamento		347	16.549	2.016	(17.177)
Tributos a recolher		(72.354)	(22.830)	(1.461)	1.676
Encargos setoriais		14.791	(2.197)	-	-
Partes relacionadas		(6.559)	-	(19.078)	-
Pagamento de ressarcimento		(224.586)	(104.375)	-	-
Pagamento de obrigações socioambientais		(22.070)	(23.350)	-	-
Pagamento de UBP - Uso do bem público		(11.854)	(38.667)	-	-
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais		(77.555)	(76.150)	-	-
Pagamento de benefícios pós-emprego	22	(146.199)	(134.324)	-	-
Demais obrigações e outros passivos		54.136	7.641	1.171	(80)
Caixa proveniente das (aplicado nas) operações		3.976.980	1.424.623	(92.239)	28.368
Juros pagos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	15(c)	(2.138.868)	(682.969)	(813.290)	(152.108)
Juros pagos sobre instrumentos derivativos		(190.805)	(19.383)	-	-
Imposto de renda e contribuição social pagos		(252.512)	(141.120)	-	-
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais		1.394.795	581.151	(905.529)	(123.740)

Auren Energia S.A.
Demonstração dos fluxos de caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



		Consolidado		Controladora	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Resgate (aplicação) de aplicações financeiras		(553.666)	571.858	(11.247)	-
Resgate (aplicação) de conta reserva		(39.725)	(15.466)	-	-
Aquisição de imobilizado e intangível	13(a) (ii)	(970.265)	(248.264)	(4.601)	(18.173)
Recebimento pela venda de ativo imobilizado		9.964	35.173	-	-
Pagamento pela aquisição - Auren Participações, líquido do caixa incluído		-	(4.490.012)	-	(6.358.682)
Aumento de capital - Combinação de Negócios		-	(516.374)	-	-
Pagamento pela aquisição - Way2, líquido do caixa incluído		(80.260)	-	-	-
Pagamento pela aquisição - Esfera Energia, líquido do caixa incluído		(436)	(61.866)	-	-
Aumento (redução) de capital em investidas		(4.673)	(9.257)	2.530.422	(1.159.000)
Recebimento de operação de alienação de investidas		63.516	-	34.981	-
Recebimento de dividendos		232.120	230.930	2.078.346	1.643.111
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento		(1.343.425)	(4.503.278)	4.627.901	(5.892.744)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Captação de recursos	15(c)	5.432.764	10.009.688	-	8.300.000
Liquidação de empréstimos, financiamentos e debêntures	15(c)	(8.597.828)	(2.137.464)	(5.400.000)	(300.000)
Custo da captação de recursos	15(c)	(111.634)	(122.954)	-	(61.775)
Liquidação de arrendamentos		(27.102)	(12.571)	(6.210)	(4.479)
Liquidação de instrumentos derivativos		125.386	84.776	-	-
Incorporação ARN - Combinação de Negócios		-	516.374	-	-
Pagamento de dividendos		(241.835)	(399.950)	(59.586)	(399.950)
Custo de recompra - ações em tesouraria	24.6	(5.543)	(53.617)	(5.543)	(53.617)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamentos		(3.425.792)	7.884.282	(5.471.339)	7.480.179
Acréscimo (decrécimo) em caixa e equivalentes de caixa		(3.374.422)	3.962.155	(1.748.967)	1.463.695
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		7.200.549	3.238.394	2.041.410	577.715
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		3.826.127	7.200.549	292.443	2.041.410

Auren Energia S.A.
Balanco Patrimonial
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



		Consolidado		Controladora	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	8	3.826.127	7.200.549	292.443	2.041.410
Aplicações financeiras	9	556.295	2.629	11.247	-
Fundo de liquidez - Conta reserva	10	110.694	17.875	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	139	199.900	-	-
Contas a receber de clientes	11	1.712.414	1.488.360	2.700	-
Tributos a recuperar		289.189	261.258	53.678	27.196
Dividendos a receber	23	152.515	8.865	333.266	313.351
Partes relacionadas	23	2.012	-	86.330	108.938
Contratos futuros de energia	18	1.514.557	1.682.708	-	-
Cauções e depósitos judiciais		3.544	4.307	-	-
Ressarcimento	20	-	3.203	-	-
Recebíveis de alienação de participação societária		89.571	27.289	-	-
Outros ativos		203.050	236.344	2.344	2.021
		8.460.107	11.133.287	782.008	2.492.916
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Fundo de liquidez - Conta reserva	10	963.912	892.406	-	-
Partes relacionadas	23	60.654	114.028	109.164	118.050
Cauções e depósitos judiciais		74.804	76.626	473	410
Tributos a recuperar		106.169	136.736	-	6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17(b)	1.942.725	2.172.103	-	-
Contratos futuros de energia	18	1.470.594	2.230.198	-	-
Ativo indenizáveis pela União	1.2.2(d)	498.815	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	179.035	14.851	-	-
Ressarcimento	20	-	6.038	-	-
Ativo sujeito à indenização		2.790	21.799	-	-
Recebíveis de alienação de participação societária		37.340	-	-	-
Outros ativos		27.428	5.524	6.263	6.591
		5.364.266	5.670.309	115.900	125.057
Investimentos	12	2.131.020	2.261.677	16.050.220	20.624.734
Imobilizado	13	25.430.247	26.183.375	18.882	27.403
Intangível	14	7.201.637	7.356.304	179.052	174.582
Direito de uso sobre contratos de arrendamento		140.111	149.284	18.753	21.962
		40.267.281	41.620.949	16.382.807	20.973.738
Total do ativo		48.727.388	52.754.236	17.164.815	23.466.654

Auren Energia S.A.
Balanco Patrimonial
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



		Consolidado		Controladora		
		Nota	2025	2024	2025	2024
Passivo e patrimônio líquido						
Circulante						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	1.938.340	2.698.720	83.287	164.076	
Fornecedores	16	1.461.984	1.305.510	22.453	10.986	
Arrendamentos		11.265	10.902	4.770	4.304	
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	190.187	64.335	-	-	
Contratos futuros de energia	18	1.293.731	1.425.595	-	-	
Obrigações estimadas e folha de pagamento		118.193	116.781	50.910	48.894	
Tributos a recolher		163.314	150.061	3.149	4.610	
Encargos setoriais		54.414	39.623	-	-	
Partes relacionadas	23	240	279	383	13.634	
Dividendos a pagar	23	44.091	164.253	447	60.033	
UBP - Uso do bem público		-	11.714	-	-	
Obrigações socioambientais e de desmobilização de						
ativos		40.479	57.200	-	-	
Provisão de ressarcimento	20	900.907	961.966	-	-	
Provisão para litígios	21	119.346	81.968	236	-	
Outros passivos		64.688	59.469	284	2.391	
		6.401.179	7.148.376	165.919	308.928	
Não circulante						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	22.582.913	24.346.016	2.907.940	8.263.593	
Arrendamentos		152.805	159.661	14.009	18.648	
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	3.675	45.669	-	-	
Contratos futuros de energia	18	1.373.197	2.296.975	-	-	
Tributos a recolher		23.954	29.245	-	-	
Partes relacionadas	23	154.949	146.784	98.642	93.434	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17(b)	1.279.815	1.408.699	1.451.654	1.562.593	
Obrigações socioambientais e de desmobilização de	19					
ativos		433.668	430.834	-	-	
Provisão de ressarcimento	20	688.480	459.803	-	-	
Provisão para litígios	21	703.417	793.807	3	209	
Benefícios pós-emprego	22	946.394	868.771	-	-	
Obrigações de alienação de participação societária		142.835	27.058	-	-	
Outros passivos		63.860	109.065	17.886	17.553	
Obrigações a pagar com investidas	12	784	119	-	-	
		28.550.746	31.122.506	4.490.134	9.956.030	
Total do passivo		34.951.925	38.270.882	4.654.053	10.264.958	
Patrimônio líquido	24					
Capital social		6.187.772	6.187.772	6.187.772	6.187.772	
(-) Ações em tesouraria		(59.160)	(53.617)	(59.160)	(53.617)	
Reserva de capital		5.991.134	5.979.917	5.991.134	5.979.917	
Reservas de lucros		259.912	923.944	259.912	923.944	
Ajustes de avaliação patrimonial		129.104	163.680	129.104	163.680	
		12.508.762	13.201.696	12.508.762	13.201.696	
Participação dos acionistas não controladores		1.266.701	1.281.658	-	-	
Total do patrimônio líquido		13.775.463	14.483.354	12.508.762	13.201.696	
Total do passivo e patrimônio líquido		48.727.388	52.754.236	17.164.815	23.466.654	

Auren Energia S.A.
Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



	Reserva de lucros									
	Capital social	Reserva de capital	Legal	Investimentos	Lucros (prejuízos) acumulados	(-) Ações em tesouraria	Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido
Em 1º de janeiro de 2024	5.940.137	5.705.533	197.085	935.519	-	-	(409.321)	12.368.953	-	12.368.953
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	250.938	-	-	250.938	20.931	271.869
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-	573.001	573.001	47	573.048
Total do resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	250.938	-	573.001	823.939	20.978	844.917
Reserva de lucro oriunda da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	-	-	1.110.193	1.110.193
Ajuste a valor justo (PPA Auren Participações) - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	210.989	210.989
Emissão de novas ações	247.635	-	-	-	-	-	-	247.635	-	247.635
Ágio na emissão de novas ações	-	268.739	-	-	-	-	-	268.739	-	268.739
Aumento de capital em acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	37.560	37.560
Plano de outorga de ações restritas	-	5.645	-	-	-	-	-	5.645	-	5.645
Custo de recompra de ações	-	-	-	-	-	(53.617)	-	(53.617)	-	(53.617)
Dividendos de exercícios anteriores	-	-	-	(400.000)	-	-	-	(400.000)	-	(400.000)
Distribuição de dividendos intercalares - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	(98.913)	(98.913)
Constituição de reserva legal	-	-	12.547	-	(12.547)	-	-	-	-	-
Reversão de dividendos de anos anteriores - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	851	851
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	(59.598)	-	-	(59.598)	-	(59.598)
Retenção de lucros	-	-	-	178.793	(178.793)	-	-	-	-	-
	247.635	274.384	12.547	(221.207)	(250.938)	(53.617)	-	8.804	1.260.680	1.269.484
Em 31 de dezembro de 2024	6.187.772	5.979.917	209.632	714.312	-	(53.617)	163.680	13.201.696	1.281.658	14.483.354
Em 1º de janeiro de 2025	6.187.772	5.979.917	209.632	714.312	-	(53.617)	163.680	13.201.696	1.281.658	14.483.354
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	-	-	-	-	(664.032)	-	-	(664.032)	106.157	(557.875)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-	(34.576)	(34.576)	(1.071)	(35.647)
	-	-	-	-	(664.032)	-	(34.576)	(698.608)	105.086	(593.522)
Plano de outorga de ações restritas (Nota 24.2)	-	11.217	-	-	-	-	-	11.217	-	11.217
Custo de recompra de ações	-	-	-	-	-	(5.543)	-	(5.543)	-	(5.543)
Distribuição de dividendos intercalares - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	(112.525)	(112.525)
Distribuição de dividendos intermediários - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.518)	(13.518)
Aumento de capital em acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	6.000	6.000
Absorção de prejuízo	-	-	-	(664.032)	664.032	-	-	-	-	-
Contribuições aos acionistas	-	11.217	-	(664.032)	-	(5.543)	-	5.674	(120.043)	(114.369)
Em 31 de dezembro de 2025	6.187.772	5.991.134	209.632	50.280	-	(59.160)	129.104	12.508.762	1.266.701	13.775.463

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras consolidadas e individuais.

Auren Energia S.A.
Demonstração do valor adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais



	Nota	Consolidado (Reapresentado Nota 2.6.1)		Controladora (Reapresentado Nota 2.6.1)	
		2025	2024	2025	2024
Receitas					
Venda de energia, serviços e outros	5	15.543.318	9.323.420	-	-
Provisão de ressarcimento	5	(431.521)	(128.426)	-	-
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa		(696)	(613)	-	-
Outras receitas operacionais	6	284.035	152.957,00	210	47
Receitas relativas à construção de ativos próprios		1.040.013	428.588	13.541	27.590
		16.435.149	9.775.926	13.751	27.637
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada, encargos de uso e custos com operação		(10.928.329)	(6.847.923)	-	-
Serviços de terceiros, materiais e outros		(256.244)	(213.149)	(103.777)	(114.645)
Reversão (provisão) de impairment		325.665	-	-	-
		(10.858.908)	(7.061.072)	(103.777)	(114.645)
Valor adicionado bruto		5.576.241	2.714.854	(90.026)	(87.008)
Retenções					
Depreciação e amortização	6	(1.550.238)	(637.363)	(14.448)	(10.663)
Amortização da mais-valia	6	(372.746)	(75.827)	-	-
		(1.922.984)	(713.190)	(14.448)	(10.663)
Valor adicionado líquido gerado		3.653.257	2.001.664	(104.474)	(97.671)
Transferências					
Resultado de Equivalência patrimonial	12(b)	205.347	164.384	82.153	462.480
Receitas financeiras		1.152.753	764.293	108.295	148.815
		1.358.100	928.677	190.448	611.295
Valor adicionado a distribuir		5.011.357	2.930.341	85.974	513.624
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		345.658	196.443	33.280	5.979
Benefícios		66.236	31.686	7.279	7.286
FGTS		18.727	21.467	5.346	6.221
		430.621	249.596	45.905	19.486
Remuneração de capital de terceiros					
Juros e atualização monetária		3.203.262	1.467.917	755.517	258.281
Outras despesas financeiras		378.438	54.320	37.702	7.598
Aluguéis e arrendamentos		72.278	39.850	-	(754)
		3.653.978	1.562.087	793.219	265.125
Intrasetoriais – Encargos regulamentares	5				
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH		137.791	63.564	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D		31.222	14.355	-	-
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica – TFSEE		40.282	14.529	-	-
Reserva Global de Reversão – RGR		83	-	-	-
		209.378	92.448	-	-
Tributos e contribuições sociais					
Federais		906.904	508.741	(106.453)	(41.821)
INSS		48.041	31.752	17.006	19.538
Estaduais		315.054	212.421	-	2
Municipais		5.256	1.427	329	356
		1.275.255	754.341	(89.118)	(21.925)
Remuneração de capitais próprios					
Distribuição de dividendos - não controladores		112.525	59.598	-	59.598
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(664.032)	191.340	(664.032)	191.340
Lucro (prejuízo) atribuível aos não controladores, deduzidos os dividendos		(6.368)	20.931	-	-
		(557.875)	271.869	(664.032)	250.938
Valor adicionado distribuído		5.011.357	2.930.341	85.974	513.624

1 Considerações gerais

1.1 Contexto operacional

A Auren Energia S.A., “Companhia” ou “Auren”, com sede na cidade de São Paulo – SP, é uma *holding* que tem por objetivo ser uma plataforma de investimentos relacionados à gestão, operação, aquisição, desenvolvimento e construção de ativos de geração, transmissão e comercialização de energia no Brasil. Suas controladas atuam nos segmentos de geração de energia eólica, solar e hidrelétrica, e na comercialização da energia.

A Auren é uma companhia aberta, e integra o segmento de listagem de mais alto nível de padrões de governança, o Novo Mercado, da B3, e possui como acionistas controladores a Votorantim S.A. (“Votorantim”) e o *Canada Pension Plan Investment Board* (“*CPP Investments*”), incluindo, em relação ao *CPP Investments*, a participação detida por Muskoka Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Responsabilidade Limitada.

As atividades de suas controladas operacionais, são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). As controladas operacionais da Companhia possuem as características listadas abaixo:

	Capacidade (MW)	Localização	Início da concessão ou outorga	Término da concessão ou outorga
Geração hidrelétrica				
CESP – Companhia Energética de São Paulo S.A., por meio da UHE Porto Primavera	1.540,0	Rosana - SP e Bataiporã - MS Iturama - MG, Indaiaporã - SP	23/01/1999	15/04/2056
Auren Operações S.A., por meio da UHE Água Vermelha	1.396,2	Ouroeste - SP	20/12/1999	09/08/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Nova Avanhandava	347,4	Buritama - SP	20/12/1999	28/05/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Promissão	264,0	Ubarana - SP	20/12/1999	23/09/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Bariri	143,1	Boracéia - SP	20/12/1999	24/07/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Barra Bonita	140,8	Barra Bonita - SP	20/12/1999	31/05/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Ibitinga	131,5	Ibitinga - SP	20/12/1999	11/08/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Euclides da Cunha	108,8	São José do Rio Pardo - SP	20/12/1999	27/06/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Caconde	80,4	Caconde - SP	20/12/1999	21/05/2032
Auren Operações S.A., por meio da UHE Limoeiro	32,0	São José do Rio Pardo - SP	20/12/1999	19/07/2032
Auren Operações S.A., por meio da PCH Mogi-Guaçu	7,2	Mogi Guaçu - SP	20/12/1999	02/07/2032
Auren Operações S.A., por meio da PCH São José	4,0	São João da Boa Vista - SP	19/12/2002	17/06/2036
Auren Operações S.A., por meio da PCH São Joaquim	3,0	São João da Boa Vista - SP	19/12/2002	08/06/2036
Total Geração Hidrelétrica	4.198,4			
Geração Eólica				
Complexo Eólico Ventos do Araripe III (“Araripe III”)	357,9	Simões e Curral Novo do Piauí - PI / Araripina - PE	18/08/2014	08/05/2050
Complexo Eólico Ventos do Piauí I (“Piauí I”)	205,8	Curral Novo do Piauí - PI	10/03/2016	10/03/2051
Complexo Eólico Ventos do Piauí II (“Piauí II”)	211,5	Betânia do Piauí, Paulistana e Curral Novo do Piauí - PI	06/10/2022	10/11/2055
Complexo Eólico Ventos do Piauí III (“Piauí III”)	207,0	Curral Novo do Piauí - PI / Ouricuri e Araripina - PE	13/05/2022	10/11/2055
Complexo Eólico Alto Sertão II (“Alto Sertão II”)	386,1	Pindaí, Guanambi, Caetité - BA	21/03/2011	15/04/2047
Complexo Eólico Ventus (“Ventus”):	187,0	Macau e Galinhos - RN	13/12/2010	12/12/2045
Complexo Eólico Salinas e Mandacaré (“Salinas e Mandacaré”)	158,5	Trairi e Amontada - CE / Areia Branca - RN	01/07/2010	11/07/2047
Complexo Eólico Vento de Araripe (“Araripe”)	210,0	Simões - PI	27/02/2014	18/02/2049
Complexo Eólico Caetés (“Caetés”)	181,9	Caetés e Paranatama - PE	27/02/2014	18/02/2049
Complexo Eólico Cassino (“Cassino”)	64,0	Rio Grande - RS	03/11/2011	03/02/2046
Complexo Eólico Tucano (“Tucano”)	322,4	Tucano e Biritina - BA	29/05/2020	28/05/2055
Complexo Eólico Cajuína (“Cajuína”)	685,8	Pedro Avelino, Fernando Pedroza, Lajes, Cerro Corá, Angicos - RN	15/06/2020	25/11/2055
Total Geração Eólica	3.177,9			
Geração Solar				
Complexo Solar Sol de Jaíba (“Jaíba”)	500,0	Jaíba - MG	18/02/2020	17/02/2055
Complexo Solar Sol do Piauí (“Piauí”)	48,1	Curral Novo do Piauí - PI	18/05/2021	07/03/2051
Complexo Solar Guaimbê (“Guaimbê”)	150,0	Guaimbê - SP	15/06/2015	15/06/2050
Complexo Solar Boa Hora (“Boa Hora”)	69,1	Ouroeste - SP	10/06/2016	09/06/2051
Complexo Solar Água Vermelha (“Água Vermelha”)	109,2	Ouroeste - SP	14/06/2018	13/06/2053
Total Geração Solar	876,4			
Capacidade total de geração	8.252,7			

- (i) Em 2022, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou a Portaria 647/2022, a qual definiu a controlada CESP como operadora temporária da Usina Hidrelétrica de Paraibuna ("UHE Paraibuna"), no regime de cotas de garantia física, a partir de 04 de junho de 2022 até a assunção de novo concessionário vencedor de licitação a ser realizada pela União, o que não ocorreu até a data destas demonstrações financeiras.

1.2 Principais eventos ocorridos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025

1.2.1 Principais eventos societários

(a) Movimentação de capital em controladas

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foram realizados aumentos e reduções de capital social das controladas, conforme tabela a seguir.

Controladas	Data	Valor
Via transferência bancária		
Auren Participações S.A.	07/01/2025	800.000
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	21/02/2025	(76.535)
Auren Participações S.A.	22/04/2025	(1.053.543)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	24/07/2025	(2.600.000)
Auren Participações S.A.	19/08/2025	400.000
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	17/12/2025	198.000
Ventos de São Ciriaco Energias Renováveis S.A.	17/12/2025	(18.460)
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	17/12/2025	(93.000)
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	17/12/2025	(26.210)
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	17/12/2025	(13.000)
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	22/12/2025	(19.674)
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	22/12/2025	(13.500)
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	22/12/2025	(14.500)
		(2.530.422)

(b) Movimentação de dividendos de investidas

Investidas	Provisionados em 2024	Adicionais deliberados	Intercalares deliberados	Recebidos	Obrigatórios	Saldo em 2025
CBA Energia Participações S.A.	-	34.260	79.151	(94.875)	-	18.536
Pollarix S.A.	8.094	69.808	149.170	(93.728)	-	133.344
Pinheiro Machado Participações S.A.	-	5.422	17.825	(23.247)	-	-
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	39.622	-	-	(39.622)	73.506	73.506
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	7.281	83.465	-	(90.746)	14.326	14.326
MRTV Energia S.A.	982	-	-	-	-	982
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	1.371	-	-	(1.371)	12.818	12.818
CESP - Companhia Energética de São Paulo	256.001	732.298	-	(988.300)	79.755	79.754
Auren Participações S.A.	-	746.457	-	(746.457)	-	-
Saldo Final	313.351	1.671.710	246.146	(2.078.346)	180.405	333.266

1.2.2 Principais eventos operacionais

(a) Emissão de debêntures

No dia 15 de abril de 2025, a controlada Auren Participações realizou a 2ª Emissão Pública de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com garantia adicional fidejussória, no montante de R\$2.000.000 e prazo de 10 anos, com remuneração de IPCA + 7,4515% a.a.

No mesmo momento, a controlada Auren Participações contratou operação de derivativo de *swap* de taxa de juros, com o objetivo de proteção em face das oscilações da inflação e garantir maior previsibilidade financeira. A operação converte o custo da Emissão de IPCA + 7,4515% a.a. para CDI – 0,50% a.a., resultando em um custo *all-in* final próximo ao CDI sem *spread* (nota explicativa 15).

Em 14 e 21 de julho de 2025, a controlada Auren Participações realizou a 3ª emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com garantia adicional fidejussória, no montante de R\$ 1.150.000 e prazo de 12 anos, com remuneração de IPCA + 6,9164% a.a. No mesmo momento, a controlada Auren Participações contratou um instrumento derivativo na forma de swap, que converte o custo da Emissão de IPCA + 6,9164% a.a para CDI – 0,90% a.a., resultando em um custo *all-in* final abaixo do CDI sem *spread*. (nota explicativa 15).

Em 14 de julho de 2025, a controlada CESP - Companhia Energética de São Paulo realizou a 14ª emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com garantia fidejussória, no montante de R\$ 2.100.000 e prazo de 7 anos, com remuneração de CDI + 0,62% a.a.

(b) Resgate antecipado de debêntures (“acquisition finance”)

Em 23 de abril de 2025, a Companhia realizou a amortização extraordinária do montante correspondente a R\$ 3.200.000, equivalente a 59% da 4ª Emissão de Debêntures da Companhia, relativa ao *acquisition finance*, empréstimo ponte emitido para a realização da operação de combinação de negócios com a AES Brasil (atual Auren Participações), de R\$ 5.400.000.

Posteriormente, em 20 de agosto de 2025, a Companhia realizou o resgate antecipado facultativo total da referida 4ª Emissão de Debêntures da Companhia, ou o *acquisition finance*, mediante o pagamento do saldo residual correspondente a R\$ 2.200.000, equivalente aos 41% residuais após a amortização extraordinária acima mencionada, de maneira que, pelos pagamentos realizados, a Companhia efetuou o pagamento antecipado de 100% do montante da referida 4ª Emissão de Debêntures da Companhia, permitindo, portanto, reduzir o custo médio e alongar o prazo médio de seu endividamento, além de otimizar o cronograma de amortizações para os próximos anos.

(c) Aquisição da participação remanescente da Way2 Tecnologia

Em 14 de julho de 2025, a controlada Auren Comercializadora de Energia Ltda (“Auren Comercializadora”) concluiu um acordo societário para a aquisição da parcela remanescente de 50% do capital social da Way2 Serviços de Tecnologia S.A. (“Way2”), passando a deter 100% de participação acionária na referida empresa.

A Way2 é referência nacional em soluções de telemedição, gestão de dados e inteligência aplicada ao setor elétrico, atendendo agentes de geração, distribuição, comercialização a grandes consumidores.

O preço de aquisição da parcela remanescente totalizou o montante de R\$ 94.922, o qual foi pago em sua totalidade na data de transferência das ações à Auren Comercializadora.

O detalhamento da Combinação de Negócios, encontra-se abaixo:

(i) Contraprestação transferida

Como a combinação de negócios foi realizada em etapas (“*step acquisition*”), conforme previsto no CPC 15/IFRS 3, o adquirente deve, na data de obtenção do controle, mensurar o valor de sua participação pré-existente na adquirida ao valor justo, reconhecendo na demonstração do resultado qualquer ganho ou perda decorrente dessa remensuração.

Com base no estudo de PPA - *Purchase Price Allocation*, foram identificadas mais-valias no montante de R\$ 56.273. Considerando, para fins de mensuração, que o valor justo da participação anterior seja equivalente ao preço pago pelos 50% adicionais, no montante de R\$ 94.922, o valor remanescente de R\$ 114.189 foi alocado como ágio da operação, conforme demonstrado abaixo:

Total da contraprestação	94.922
Patrimônio líquido da empresa adquirida	(19.382)
Reavaliação da participação anterior detida	94.922
Valor a ser alocado	170.462
Mais-valia alocada	56.273
Ágio da operação	114.189

A Auren Comercializadora apurou o efeito do valor justo dos ativos e passivos adquiridos, bem como a avaliação do valor justo de sua participação pré-existente na Way2, adquirida em 2021, e reconheceu na demonstração do resultado o ganho de R\$ 52.209 (R\$ 34.458 líquido de impostos diferidos).

A contraprestação transferida, líquida do caixa combinado encontra-se apresentada abaixo:

Valores para aquisição pagos em caixa ou equivalentes de caixa	(94.922)
Caixa e equivalentes de caixa adquirido da controlada	11.822
Caixa e equivalentes de caixa pagos pela obtenção do controle da controlada, líquido do caixa ativo	(83.100)

(ii) Ativos e passivos assumidos na data de aquisição

Na data de aquisição, a Administração apurou o valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, o qual foi alocado como mais-valia dos ativos adquiridos, conforme demonstrado abaixo. A avaliação indicou que os demais saldos contábeis estavam muito próximos dos seus respectivos valores justos e, portanto, nenhum ajuste foi realizado.

	Valor contábil	Ajustes	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	11.822	-	11.822
Contas a receber de clientes	3.981	-	3.981
Ativos relacionados a contratos com clientes	10.812	-	10.812
Despesas pagas antecipadamente	173	-	173
Tributos a recuperar	145	-	145
Tributo diferido	1.332	-	1.332
Outros ativos	202	-	202
Direito de uso	763	-	763
Imobilizado	699	-	699
Intangível - Software	1.210	-	1.210
Intangível - Ágio	-	114.189	114.189
Intangível - Carteira de clientes	-	56.273	56.273
Fornecedores	(297)	-	(297)
Arrendamentos	(785)	-	(785)
Obrigações tributárias	(1.942)	-	(1.942)
Obrigações sociais e trabalhistas	(2.687)	-	(2.687)
Passivo de contrato	(323)	-	(323)
Dividendos a pagar	(5.680)	-	(5.680)
Outros passivos	(43)	-	(43)
Total de ativos líquidos identificáveis	19.382	170.462	189.844

(iii) Metodologia utilizada para apurar o valor justo:

Carteiras de clientes: o valor justo do intangível proveniente de relacionamento com clientes foi apurado, conforme laudo de especialista contratado, considerando o método do "MPEEM (*Multi Period Earning Excess Method*)", metodologia utilizada para avaliar o valor de ativos intangíveis com base em seu fluxo de caixa futuro. Ela avalia a capacidade da carteira de clientes de gerar renda adicional para a companhia nos próximos anos.

Alocação e vida útil da mais-valia alocada:

Intangível	Valor	Vida-útil
Carteira de clientes	56.273	13,5 anos

(d) Indenização de bens reversíveis

Em 14 de outubro de 2025, durante o 2º Circuito Deliberativo Público Ordinário da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi deliberado, em favor da CESP, o processo nº 48500.906736/2022-09. A decisão estabeleceu o direito da controlada CESP em receber a indenização no valor total de R\$ 498.815, correspondente à Base de Remuneração Regulatória (BRR) Líquida dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, realizados pela CESP nas usinas hidrelétricas Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna e Jaguari, considerando as respectivas datas base dos termos das concessões, conforme indicado na tabela abaixo:

Usina	Base de remuneração líquida	Data base
UHE Jupia	230.802	31/07/2015
UHE Jaguari	24.080	31/05/2020
UHE Paraibuna	30.586	30/06/2022
UHE Ilha Solteira	213.347	31/07/2015
Total	498.815	

A decisão foi formalizada pelo Despacho nº 3.076/2025, publicado em 21 de outubro de 2025 no Diário Oficial da União, e, após essa etapa, o processo foi encaminhado ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela definição do meio de pagamento, do índice de correção monetária e do cronograma de pagamento, os quais, tão logo sejam de conhecimento da Companhia, serão objeto de comunicação ao mercado nos termos previstos na regulamentação pertinente.

Antes da deliberação, as usinas apresentavam situações contábeis distintas:

- (i) As UHEs de Jupia e Ilha Solteira possuíam saldo residual contábil zero, em razão de perdas por desvalorização reconhecidas em exercícios anteriores;
- (ii) A UHE de Jaguari mantinha R\$ 19.010 registrados na rubrica "Ativo sujeito à indenização"; e
- (iii) A UHE de Paraibuna, ainda sob regime de concessão, registrava seu saldo residual no Ativo Imobilizado, no valor de R\$ 11.245.

Com a formalização da decisão regulatória, foram efetuados os seguintes ajustes contábeis:

- a) Reversão de perdas por desvalorização (*impairment*) anteriormente reconhecidas nas UHEs de Jupia e Ilha Solteira, no montante de R\$ 325.665 (R\$ 214.939 líquidos de impostos diferidos), restabelecendo parte do valor contábil dos ativos;

- b) Reclassificação de R\$ 19.010 de “Ativo sujeito à indenização” para “Ativos indenizáveis pela União”, relacionados à UHE de Jaguari;
- c) Reclassificação de R\$ 11.245 do Ativo Imobilizado para “Ativos indenizáveis pela União”, referentes à UHE Paraibuna;
- d) Reconhecimento do complemento de indenização no valor de R\$ 142.895, conforme composição apresentada abaixo:

Usina	Valor residual contábil	Complemento de indenização	Valor Nota Técnica
UHE Jupia	144.444	86.358	230.802
UHE Jaguari	19.010	5.070	24.080
UHE Paraibuna	11.245	19.341	30.586
UHE Ilha Solteira	181.221	32.126	213.347
	355.920	142.895	498.815

Após os ajustes, o saldo final registrado em “Ativos indenizáveis pela União” passou a totalizar R\$ 498.815, refletindo integralmente o valor reconhecido pela ANEEL.

O impacto no resultado do exercício foi um efeito positivo de R\$ 468.560, registrado em “Outros Resultados Operacionais”, composto pela reversão de perdas por desvalorização, no montante de R\$ 325.665 e pelo reconhecimento do complemento de indenização, no valor de R\$ 142.895.

(e) Efeitos da promulgação da Lei nº 15.269/2025 sobre as operações de geração de energia

Em 24 de novembro de 2025 foi sancionada a Lei nº 15.269/2025 (convertida da Medida Provisória nº 1.304/2025), que moderniza o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, trazendo alterações relevantes relacionadas à modicidade tarifária, segurança energética, regulamentação do armazenamento de energia e abertura total do mercado.

A seguir, destacam-se os pontos mais relevantes da Lei, com potencial impacto sobre as operações das controladas da Companhia na condição de geradora:

- Ajustes relacionados ao *curtailment* (cortes de geração) de geração eólica e solar:

Possibilidade de reconhecimento integral dos cortes elétricos (indisponibilidade externa e confiabilidade) ocorridos antes da publicação da Lei, mediante a assinatura de um Termo de Compromisso junto ao Governo Federal, bem como, compensação parcial pelos cortes ocorridos após a publicação da Lei, considerando compensação integral dos cortes por restrições elétricas de indisponibilidade externa e a compensação com algumas restrições para confiabilidade e sobreoferta desde que a geração não possa ser alocada na carga, condicionada à definição de critérios e regulamentação do tema ao longo de 2026.

O Ministério de Minas e Energia iniciou a discussão do tema por meio da Consulta Pública Nº 210, que deverá estabelecer o Termo de Compromisso aplicável à compensação dos cortes mencionados.

- Regras de autoprodução e equiparação:

A Lei impõe critérios mais rígidos para equiparação de consumidores a autoprodutores, exigindo demanda agregada mínima de 30.000 kW (3.000 kW por unidade) e participação societária relevante do consumidor na geradora (mínimo de 30% em estruturas com ações preferenciais com maior peso econômico).

A alteração não fere os direitos adquiridos e projetos em andamento são preservados, respeitadas as condições de transição impostas na própria Lei como prazo para finalização de estruturas societárias.

- Possibilidade de renovação de concessões hidrelétricas:

A Lei autoriza a prorrogação das concessões e a licitação de usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50 MW e outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003, por períodos de até 30 anos, a critério do Poder Concedente.

A prorrogação pode ser antecipada em até 5 anos, com vigência imediata.

Até a data de elaboração destas demonstrações financeiras, a Administração concluiu que não tem elementos suficientes para reconhecer qualquer ativo relacionado ao assunto, pois, entre outros, grande parte das disposições dependem de regulamentação complementar do órgão regulador, incluindo os temas relacionados aos cortes de geração.

A Companhia e suas controladas continuarão monitorando atentamente o desdobramento regulatório e divulgarão informações adicionais quando houver impacto relevante sobre seus resultados, fluxos de caixa ou posição financeira.

2 Apresentação das demonstrações financeiras consolidadas e individuais e resumo das práticas contábeis

2.1 Declaração de Conformidade

(a) Demonstrações financeiras consolidadas e individuais

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais, equivalentes às demonstrações financeiras padronizadas contidas no Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas ("DFP"), foram preparadas tomando-se por base as práticas contábeis adotadas no Brasil, que inclui os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPCs"), aprovados pela Comissão de valores Mobiliários ("CVM") e pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e conforme as normas internacionais de Relatório Financeiro (*Internacional Financial Reporting Standards* ("IFRS")) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB") (atualmente denominadas "normas contábeis IFRS") incluindo as interpretações emitidas pelo IFRS Interpretations Committee "IFRIC", ou pelo seu órgão antecessor, *Standing Interpretations Committee* (SIC® *Interpretations*) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão. No caso da Companhia, essas práticas diferem das IFRS somente no que se refere a capitalização do *hedge accounting* na Controladora, em relação aos ativos construídos em suas controladas indiretas.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), consolidada e individual, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. A DVA foi preparada de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) - "Demonstração do Valor

Adicionado". As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

Em razão da conclusão da combinação de negócios com a Auren Participações (anteriormente, empresas da AES Brasil) em 31 de outubro de 2024, os efeitos dessa transação passaram a ser refletidos nas demonstrações financeiras consolidadas a partir de novembro de 2024. Assim, as demonstrações financeiras consolidadas relativas ao exercício de 2025 incluem os efeitos da consolidação da Auren Participações, enquanto as informações correspondentes ao exercício comparativo, 2024, não contemplam tais efeitos. Por esse motivo, os saldos e resultados apresentados entre os períodos não são diretamente comparáveis.

(b) Aprovação das demonstrações financeiras

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a emissão destas demonstrações financeiras consolidadas e individuais em 03 de março de 2026, autorizando sua divulgação.

2.2 Base de apresentação

A preparação das demonstrações financeiras considerou a base contábil de continuidade operacional, o custo histórico como base de valor, e no caso de certos ativos e passivos financeiros, ajustes para refletir a mensuração ao valor justo.

As demonstrações financeiras requerem o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação de suas práticas contábeis. As áreas que requerem maior nível de julgamento e apresentam maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.

2.3 Moeda funcional, conversão de saldos e transações estrangeira

(a) Moeda funcional e de apresentação

A moeda funcional e de apresentação da Companhia e de suas controladas é o Real (R\$).

(b) Transações e saldos em moeda estrangeira

As operações em moedas estrangeiras são convertidas em reais. Para itens remensurados são utilizadas as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou da avaliação. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio do fim do exercício, referentes a ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras, são reconhecidos na demonstração do resultado como "Variações cambiais, líquidas".

2.4 Consolidação

A Companhia consolida todas as entidades sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direito a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida e tem capacidade de dirigir suas atividades relevantes.

(a) Controladas

As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para a Companhia. Transações, saldos e resultados de transações entre controladas da Companhia são eliminados. Quando da aquisição

de controladas, as políticas contábeis das mesmas são alteradas quando necessário, para assegurar a consistência com as políticas adotadas pela Companhia.

(b) Coligadas

Os investimentos em coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo, e incluem o ágio e a mais-valia de ativos identificados na aquisição.

Os ganhos e as perdas de diluição, ocorridos em participações em coligadas, são reconhecidos na demonstração do resultado.

(c) Operação em conjunto e Consórcios (*joint operation*)

Operação em conjunto (*joint operation*) é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio. Essas partes são denominadas de operadores em conjunto.

As operações em conjunto são contabilizadas nas demonstrações financeiras para representar os direitos e as obrigações contratuais das controladas da Companhia. Dessa forma, ativos, passivos, receitas e despesas relacionados aos seus interesses em operação em conjunto são contabilizados individualmente nas demonstrações financeiras, na proporção correspondente a participação da Companhia.

As controladas da Companhia integrantes dos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III possuem participação e operam em conjunto os Consórcio Ventos do Piauí, Consórcio Ventos do Piauí II e Consórcio Ventos do Piauí III ("Consórcios"), respectivamente.

Da mesma forma, as controladas MS Participações e Santos Energia Participações, por meio de suas investidas, também operam em conjunto os consórcios Faísas/Embuaca, Mar e Terra/Bela Vista e Faísas/Trairi, seguindo o mesmo modelo de operação compartilhada.

Estes Consórcios têm por objeto a construção, manutenção, operação e o uso de determinados ativos comuns, especialmente a subestação coletora, a subestação seccionadora/elevadora, e a linha de transmissão, entre outros, que deverão servir a todas as Consorciadas.

Adicionalmente, as controladas da Companhia Jaíba L1, Jaíba SE2 e Jaíba NE3 constituíram três consórcios com o objetivo de viabilizar a autoprodução de energia elétrica por meio de arrendamento, destinada ao consumo próprio da energia gerada pelos seus integrantes.

(d) Empreendimentos controlados em conjunto (*Joint Ventures*)

Empreendimentos onde a Companhia tem o controle em conjunto com outros investidores são classificados como *joint ventures*. Em uma *joint venture*, a Companhia tem direito aos ativos líquidos da *joint venture*, e não aos seus ativos e passivos específicos. As participações em *joint ventures* são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, após serem reconhecidas inicialmente ao custo no balanço patrimonial.

A controlada indireta Tucano Holding I S.A. ("Tucano Holding I") detém 50% de participação indireta na Tucano Holding III com a Unipar Carbocloro S.A., empreendimento controlado em conjunto ("*Joint venture*") com a Unipar Carbocloro S.A. ("Unipar Carbocloro"). A controlada Auren Comercializadora detém 50% de participação na Gud Comercializadora de Energia S.A. ("Gud Energia") com a Telefônica Brasil S.A. ("Vivo"). Conforme os acordos contratuais, é requerido consenso entre todas as partes do acordo para as atividades relevantes.

(e) Empresas controladas incluídas na consolidação das demonstrações financeiras

	2025		2024		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante			
Geração eólica							
Complexo Eólico Ventos do Piauí I ("Piauí I"):							
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Holding
Ventos de São Adeodato Energias Renováveis S.A. (i)	77,36%	100%	77,36%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Afonso Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Agostinho Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Albertina Energias Renováveis S.A. (i)	84,96%	100%	84,96%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Alberto Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Casimiro Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Vinícius Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Consórcio Ventos do Piauí	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Construção, manutenção, operação e uso de determinados ativos comuns
Complexo Eólico Ventos do Piauí II ("Piauí II"):							
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A. (i)	51%	100%	51%	100%	Direto	Ceará - CE	Holding
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Angelo Energias Renováveis S.A. (i)	51%	100%	51%	100%	Direto	Ceará - CE	Holding
Ventos de São Ciríaco Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ciro Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A. (i)	51%	100%	51%	100%	Direto	Ceará - CE	Holding
Consórcio Ventos do Piauí II	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Construção, manutenção, operação e uso de determinados ativos comuns
Complexo Eólico Ventos do Piauí III ("Piauí III"):							
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Bernardo Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	Ceará - CE	Holding
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Consórcio Ventos do Piauí III	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Construção, manutenção, operação e uso de determinados ativos comuns
NK 232 Empreendimentos e Participações S.A.							
NK 232 Empreendimentos e Participações S.A.	55%	55%	55%	55%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Complexo Eólico Ventos do Araripe III ("Araripe III"):							
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Holding
Ventos de Santo Augusto I Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Augusto II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Augusto VI Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Augusto VII Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Augusto VIII Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Estevão I Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Estevão II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Estevão III Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Estevão IV Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Estevão V Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santo Onofre IV Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Virgílio 01 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Virgílio 02 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Ventos de São Virgílio 03 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Alto Sertão II ("Alto Sertão II"):							
Nova Energia Holding S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Tietê Eólica S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Centrais Eólicas Ametista S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetitê - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Borgo S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Caetitê S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas da Prata S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Igaporã - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Dourados S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Espigão S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Maron S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetitê - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Morrão S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetitê - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Pilões S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetitê - BA	Geração de energia elétrica

	2025		2024		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante			
Geração eólica							
Centrais Eólicas Seraima S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Tanque S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Araripe ("Araripe"):							
Ventos de São Tito Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Ventos de Santa Joana II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana VI Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana VIII Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana XIV Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre I Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre III Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Caetés ("Caetés"):							
Ventos de São Tomé Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Ventos de Santa Brígida I Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Caetés - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida II Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Caetés - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida III Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida IV Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida V Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida VI Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida VII Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuiá I ("Cajuiá I"):							
Ventos de Santa Tereza Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 02 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 03 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 05 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 06 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 08 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 09 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 11 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Cerro Corá - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 12 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 13 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Angicos - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 14 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 01 Energias Renováveis S.A. (i)	50%	5%	50%	5%	Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 04 Energias Renováveis S.A. (i)	50%	5%	50%	5%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 10 Energias Renováveis S.A. (i)	50%	5%	50%	5%	Indireto	Angicos - RN	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuiá II ("Cajuiá II"):							
Ventos de São Ricardo Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 01 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 02 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 05 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 06 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 07 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 08 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 09 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 10 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 12 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 13 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 03 Energias Renováveis S.A. (i)	51%	1%	51%	1%	Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 04 Energias Renováveis S.A. (i)	51%	1%	51%	1%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 11 Energias Renováveis S.A. (i)	50%	5%	50%	5%	Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuiá III ("Cajuiá III"):							
Serra Verde I Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde II Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde III Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde IV Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Cerro Corá - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde V Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde VI Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Curitiba - PR	Geração de energia elétrica
Serra Verde VII Energética S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Curitiba - PR	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cassino ("Cassino"):							
REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
EOL Wind Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
EOL Brisa Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
EOL Vento Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cúbico ("Mandacaru e Salinas"):							
MS Participações Societárias S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Areia Branca - RN	Geração de energia elétrica
Embuca Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Amontada - CE	Geração de energia elétrica
Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Areia Branca - RN	Geração de energia elétrica
Santos Energia Participações S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Central Eólica Santo Antônio de Pádua S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Central Eólica São Cristóvão S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Central Eólica São Jorge S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica

	2025		2024		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante			
Complexo Eólico Tucano ("Tucano"):							
Tucano F5 Geração de Energias Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Holding
Tucano F1 Geração de Energias Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F2 Geração de Energias Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F3 Geração de Energias Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F4 Geração de Energias Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Biritinga - BA	Geração de energia elétrica
Tucano Holding II S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Tucano F9 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F11 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F13 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Geração eólica							
Complexo Eólico Ventus ("Ventus"):							
Ventus Holding de Energia Eólica Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Galinhos - RN	Geração de energia elétrica
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Galinhos - RN	Geração de energia elétrica
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Macau - RN	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cordilheira dos Ventos ("Cordilheira dos Ventos"):							
Cordilheira dos Ventos Centrais Eólicas Ltda	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Geração de energia elétrica
Geração hidrelétrica							
CESP - Companhia Energética de São Paulo	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Geração de energia elétrica
Auren Operações S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Geração de energia elétrica
Comercialização							
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica
CESP Comercializadora de Energia S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica
Auren Energy Solutions Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica
Esfera Comercializadora de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica
Geração solar							
Complexo Solar Ventos do Piauí (" UFV Piauí"):							
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Direto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica
Complexo Solar Sol de Jaíba:							
Jaíba V Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Jaíba C Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba CE Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba CN Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba CO Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba CS Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba L1 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba L2 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba NE2 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba NE3 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba NO2 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba S Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba SE2 Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
Jaíba SO Energias Renováveis S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Minas Gerais - MG	Geração de energia elétrica
SF401 Participações Societárias S.A.	57,6%	100%	58%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
SF 593 Participações Societárias S.A.	64%	100%	64%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
NK 231 Empreendimentos e Participações S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Complexo Solar Guaimbê ("Guaimbê"):							
Guaimbê I Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica
Guaimbê II Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica
Guaimbê III Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica
Guaimbê IV Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica
Guaimbê V Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica
Complexo Solar Ouroeste ("Ouroeste"):							
AGV Solar IV Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
AGV Solar V Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
AGV Solar VII Geradora de Energia S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica
Complexo Solar Arinos ("Arinos"):							
Arinos Solar Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Holding
Arinos Solar I S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica
Arinos Solar II S.A	51%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Holding
Arinos Solar III S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica
Arinos Solar IV S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica
Arinos Solar V S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica
Arinos Solar VI S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica
Arinos Solar VII S.A	51%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Holding
Arinos Solar VIII S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	Arinos - MG	Holding

	2025		2024		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante			
Outros							
Esfera Energia Consultoria e Gestão de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Consultoria e gestão de energia elétrica
Hélios I Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Hélios II Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Hélios III Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Hélios V Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Direto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Sol do Piauí II Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Sol do Piauí III Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Direto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Sol do Piauí IV Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
Hélios IV Geração de Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Direto	Piauí - PI	Geração de energia elétrica
MRTV Energia S.A. (i)	72,5%	100%	72,5%	100%	Direto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica
Auren Participações S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Holding
Tietê Integra Soluções em Energia Ltda.	100%	100%	100%	100%	Indireto	Bauru - SP	Holding
GF1 Holdings S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
GF2 Holdings S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Veleiros Holding S.A. (i)	50,5%	1%	50,5%	1%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Potengi Holdings S.A. (i)	50%	5%	50%	5%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Cajuína AB1 Holdings S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Cajuína AB3 Holdings S.A	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Guaimbê Solar Holding S.A.	76,6%	76,6%	76,6%	76,6%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Tucano Holding I S.A.	100%	100%	100%	100%	Indireto	São Paulo - SP	Holding
Way2 Serviços de Tecnologia S.A.	100,0%	100,0%			Indireto	Florianópolis - SC	Desenvolvimento de software

- (i) Trata-se das controladas da Companhia que possuem operações de alienação de participação societária das investidas, para as quais, apesar das correspondentes alienações, há cláusulas contratuais que garantem a estas controladas o controle sobre a totalidade do retorno desses investimentos, razão pela qual estão sendo consolidadas em 100%.

2.5 Novas normas, alterações e interpretações de normas emitidas pelo CPC e IASB

(a) Novas normas emitidas e emendas às normas contábeis e tributárias adotadas pela Companhia e suas controladas

A Companhia analisou as emendas às normas, interpretações e alterações que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, e não identificou impactos relevantes na preparação das demonstrações financeiras do período corrente e futuros.

(b) Novas normas, regulamentações emitidas e emendas às normas contábeis e tributárias ainda não vigentes

Novas normas, alterações às normas contábeis e novas legislações foram publicadas, porém, ainda não são mandatórias para o período findo em 2025 e não foram adotadas antecipadamente pela Companhia. A Companhia está em processo de avaliação dos requerimentos e dos potenciais impactos decorrentes da adoção das novas normas e alterações listadas a seguir, cuja vigência se dará nos próximos períodos anuais:

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para períodos anuais iniciados em ou após
Alterações ao IFRS 9 e IFRS 7 – Contratos referenciados à eletricidade dependente da natureza	Permite que empresas apliquem a exceção do “own use” para certos PPAs (energia renovável). Além disso, flexibiliza “hedge accounting” para certos PPAs que não atendam a exceção de “own use”.	1º de janeiro de 2026
Divulgações de sustentabilidade emitidas pelo <i>International Sustainability Standard Board</i> (“ISSB”) – IFRS 1 e IFRS 2	Estabelece requisitos gerais para que as empresas divulguem informações financeiras sobre riscos e oportunidades significativos relacionados à sustentabilidade.	1º de janeiro de 2026
IFRS 18: Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras	Introduz novos requisitos para apresentação dentro da demonstração do resultado do exercício, incluindo totais e subtotais especificados.	1º de janeiro de 2027
IFRS 19: Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações	Permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS.	1º de janeiro de 2027

Reforma Tributária Brasileira

A Emenda Constitucional nº 132/2023 e a Lei Complementar nº 214/2025 instituíram a Reforma Tributária sobre o consumo, com a criação do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), que substituirão gradualmente tributos como ICMS, ISS, PIS e COFINS.

A partir de 1º de janeiro de 2026, inicia-se o período de transição para o novo modelo tributário, sendo este exercício considerado como ano de transição (ano teste), conforme previsto nas regulamentações vigentes. Importante destacar que, durante esse período, não haverá efeitos imediatos sobre as bases de apuração de tributos nem sobre as demonstrações financeiras da Companhia, uma vez que será utilizado exclusivamente para fins de simulação e adaptação aos novos modelos de escrituração e apuração.

A Companhia tem acompanhado de forma contínua os desdobramentos da regulamentação com o objetivo de avaliar os potenciais impactos da Reforma Tributária sobre sua estrutura societária, operações e eventuais mudanças que possam afetar a atividade empresarial a partir de sua implementação.

2.6 Reapresentação de cifras comparativas

2.6.1 Demonstração do Valor Adicionado em 31 de dezembro de 2024

Em atendimento a Resolução CVM 199/2024 no preenchimento da Demonstração do Valor Adicionado “DVA”, a Companhia procedeu à reapresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024. As reclassificações geraram ajustes positivos e negativos.

Estas correções, representadas por reclassificações, não geraram impacto relevante em qualquer índice no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Dessa forma, alguns itens foram reclassificados ou tiveram os critérios de reconhecimento adotados para a apresentação da DVA alterados e as principais reclassificações estão descritas abaixo:

- (a) A Companhia alterou a sua política contábil de apresentação de “Ativos construídos para uso próprio” com o intuito de aprimorar suas divulgações, e está apresentando essa rubrica nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, que agora inclui os ativos que têm por características a construção de parques

eólicos e solares, após a entrada em operação, são classificados na classe de "Máquinas, equipamentos e instalações" no imobilizado;

- (b) Reclassificação nas linhas do grupo de "Insumos adquiridos de terceiros", referem-se a: (i) Linha de "Energia comprada, encargos de uso e custos com operação" sendo R\$ 388.527 de alocação dos custos advindos das Receitas de Construção de ativos próprios; e R\$ 222.811 melhor alocação de valores antes apresentados nas linhas de Serviços de terceiros, operação e manutenção" e "Materiais"; (ii) Linha de "Serviços de terceiros, materiais e outros" onde R\$ 183.240 saíram da linha de "Serviços de terceiros, operação e manutenção" e "Materiais" e passaram a ser alocados na linha "Energia comprada, encargos de uso e custos com operação";
- (c) Adição do montante de tributos incluídos nas compras sobre os "custos dos produtos e mercadorias vendidos, materiais, serviços, energia, entre outros", apresentados na demonstração do resultado do exercício para a linha de "Energia comprada, encargos de uso e custos com operação" na DVA no montante de R\$ 603.700.
- (d) A linha "Contratos futuros de energia", anteriormente apresentada no grupo "Retenções", foi reclassificada para "Outras receitas operacionais" no grupo "Receitas" no montante de R\$ 13.070;
- (e) Reclassificação do grupo "Outras", que totalizava R\$ 71.484, onde todas as linhas foram alocadas em "Outras receitas operacionais" no grupo de "Receitas", agregando nessa linha valores positivos e negativos;
- (f) Reclassificação da despesa com INSS do Grupo de Pessoal referente a "Encargos Sociais" para o Grupo de Tributos e Contribuições Sociais. A despesa com Fundo de Garantia do Tempo de Serviço ("F.G.T.S."), anteriormente demonstrada na linha de "Encargos Sociais" foi aberta em linha específica dentro do Grupo de Pessoal, no montante de R\$ 31.752 e R\$ 21.467 respectivamente.

Tais ajustes foram realizados retroativamente conforme preveem os pronunciamentos técnicos "IAS 1 / CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis" e "IAS 8 / CPC 23 — Políticas contábeis, mudanças de estimativas e retificação de erro". Esta reapresentação não impactou as demais notas explicativas da Companhia, tampouco nos resultados consolidados e individuais do exercício ou qualquer índice relevante no contexto das demonstrações financeiras consolidadas e individuais como um todo, e estão sendo reapresentadas para fins de comparabilidade conforme demonstrados abaixo:

	Referência	Consolidado			Controladora		
		Conforme anteriormente apresentado	Reclassificações	2024	Conforme anteriormente apresentado	Reclassificações	2024
Receitas							
Venda de energia, serviços e outros		9.246.515	76.905	9.323.420	-	-	-
Provisão de ressarcimento		(128.426)	-	(128.426)	-	-	-
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa		-	(613)	(613)	-	-	-
Outras receitas operacionais	(d)/(e)	76.905	76.052,00	152.957,00	-	47	47
Receitas relativas à construção de ativos próprios	(a)	-	428.588	428.588	-	27.590	27.590
		9.194.994	580.932	9.775.926	-	27.637	27.637
Insumos adquiridos de terceiros							
Energia comprada, encargos de uso e custos com operação	(a)/(b)/(c)	(5.634.213)	(1.213.710)	(6.847.923)	-	-	-
Serviços de terceiros, materiais e outros	(b)	(349.705)	136.556	(213.149)	(64.994)	(49.651)	(114.645)
Materiais	(b)	(9.414)	9.414	-	(1.539)	1.539	-
Outras despesas		(9.051)	9.051	-	(2.357)	2.357	-
		(6.002.383)	(1.058.689)	(7.061.072)	(68.890)	(45.755)	(114.645)
Valor adicionado bruto		3.192.611	(477.757)	2.714.854	(68.890)	(18.118)	(87.008)
Retenções							
Depreciação e amortização		(637.363)	-	(637.363)	(10.663)	-	(10.663)
Amortização da mais-valia		(75.827)	-	(75.827)	-	-	-
Contratos futuros de energia	(d)	13.070	(13.070)	-	-	-	-
		(700.120)	(13.070)	(713.190)	(10.663)	-	(10.663)
Valor adicionado líquido gerado		2.492.491	(490.827)	2.001.664	(79.553)	(18.118)	(97.671)
Transferências							
Resultado de Equivalência patrimonial		164.384	-	164.384	462.480	-	462.480
Receitas financeiras		714.887	49.406	764.293	139.792	9.023	148.815
		879.271	49.406	928.677	602.272	9.023	611.295
Outras	(e)						
Reversão (provisão) de litígios		159.614	(159.614)	-	(207)	207	-
Recuperação de tributos		(9.564)	9.564	-	-	-	-
Pagamento de litígios		(10.138)	10.138	-	-	-	-
Seguros		(29.531)	29.531	-	-	-	-
Outras despesas operacionais, líquidas		(38.897)	38.897	-	(17.808)	17.808	-
		71.484	(71.484)	-	(18.015)	18.015	-
Valor adicionado a distribuir		3.443.246	(512.905)	2.930.341	504.704	8.920	513.624
Distribuição do valor adicionado							
Pessoal							
Remuneração direta	(f)	249.662	(53.219)	196.443	31.738	(25.759)	5.979
Benefícios		31.639	47	31.686	7.286	-	7.286
FGTS	(f)	-	21.467	21.467	-	6.221	6.221
		281.301	(31.705)	249.596	39.024	(19.538)	19.486
Remuneração de capital de terceiros							
Juros e atualização monetária		1.369.091	98.826	1.467.917	246.787	11.494	258.281
Outras despesas financeiras		107.088	(52.768)	54.320	18.204	(10.606)	7.598
Aluguéis e arrendamentos	(a)	20.350	19.500	39.850	(766)	12	(754)
		1.496.529	65.558	1.562.087	264.225	900	265.125
Intrasetoriais – Encargos regulamentares							
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH		63.564	-	63.564	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D		14.355	-	14.355	-	-	-
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica – TFSEE		14.529	-	14.529	-	-	-
		92.448	-	92.448	-	-	-
Tributos e contribuições sociais							
Federais	(b)/(c)	1.088.151	(579.410)	508.741	(49.483)	7.662	(41.821)
INSS	(f)	-	31.752	31.752	-	19.538	19.538
Estaduais		212.495	(74)	212.421	-	2	2
Municipais		453	974	1.427	-	356	356
		1.301.099	(546.758)	754.341	(49.483)	27.558	(21.925)
Remuneração de capitais próprios							
Distribuição de dividendos - não controladores		59.598	-	59.598	59.598	-	59.598
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		191.340	-	191.340	191.340	-	191.340
Lucro (prejuízo) atribuível aos não controladores, deduzidos os dividendos		20.931	-	20.931	-	-	-
		271.869	-	271.869	250.938	-	250.938
Valor adicionado distribuído		3.443.246	(512.905)	2.930.341	504.704	8.920	513.624

3 Estimativas e julgamentos contábeis críticos

Com base em premissas, a Companhia e suas controladas fazem estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas e julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam risco significativo, com probabilidade de causar ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas nas respectivas notas:

Nota explicativa	Conta contábil
11 (a)	Perda estimada com crédito de liquidação duvidosa
12	Investimentos
13	Imobilizado
14	Intangível
17 (b)	Imposto de renda e contribuição social diferidos
18	Contratos futuros de energia
19	Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos
20	Provisão de ressarcimento
21	Provisão para litígios
22	Benefícios pós-emprego
25.3	Instrumentos financeiros derivativos

4 Apresentação de informações por segmento de negócio

A Companhia divulga informações financeiras por segmentos operacionais, utilizados para tomada de decisão, os quais são segregados pelas seguintes linhas de áreas de atuação:

1. Geração;
2. Comercialização;
3. *Holding e Pipeline* (Auren, Auren Participações e demais projetos em fase de estruturação e de construção).

(a) Demonstração do resultado e EBITDA Ajustado – Por segmento de negócio

	2025				
	Geração	Comercialização	Holding e Pipelines (i)	Eliminações	Consolidado
Receita líquida	6.556.105	9.244.401	-	(2.623.554)	13.176.952
Custo com energia elétrica	(2.185.638)	(8.919.714)	(53)	2.623.554	(8.481.851)
Custo com operação	(650.793)	(10.013)	(908)	-	(661.714)
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	(1.863.138)	(697)	(18.816)	-	(1.882.651)
Lucro (prejuízo) bruto	1.856.536	313.977	(19.777)	-	2.150.736
Despesas gerais e administrativas	(321.889)	(130.445)	(156.296)	-	(608.630)
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	(12.318)	(11.977)	(16.038)	-	(40.333)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	473.584	303.452	(28.220)	139.812	609.004
Lucro (prejuízo) operacional	1.995.913	475.007	(220.331)	139.812	2.110.777
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	1.875.456	12.674	34.854	-	1.922.984
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(42.958)	108	2.087	-	(40.763)
Contratos futuros de energia	-	(267.699)	-	(139.812)	(127.887)
Dividendos das participações minoritárias	383.051	-	-	-	383.051
Remensuração do investimento inicial - Way 2	-	(52.209)	-	-	(52.209)
Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado	(325.665)	-	-	-	(325.665)
Baixa de imobilizado e intangível (ii)	37.290	-	22.379	-	59.669
Despesas com iniciativas de crescimento	17.782	-	17.560	-	35.342
Outros	-	3.061	-	-	3.061
EBITDA Ajustado	3.940.869	170.942	(143.451)	-	3.968.360
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia					(1.922.984)
Outras adições (exclusões) e itens excepcionais					65.401
Equivalência patrimonial					205.347
Resultado financeiro líquido					(2.433.938)
Imposto de renda e contribuição social					(440.061)
Prejuízo do exercício					(557.875)

(i) O custo no segmento *Holding+Pipeline* refere-se substancialmente: (i) ao encargo de transmissão (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST), o valor passa a ser devido conforme reserva de transmissão, realizada diante da data estimada de entrada em operação, e (ii) a depreciação dos ativos de subestação coletora e subestação seccionadora/elevadora, que estão em operação, registrados nas empresas que ainda não entraram em operação.

(ii) Refere-se a baixa do valor residual de sistemas que foram descomissionados no período advindos da Auren Participações, na frente da integração de sistemas de tecnologia.

	2024				
	Geração	Comercialização	Holding e Pipelines (I)	Eliminações	Consolidado
Receita líquida	2.992.728	6.322.119	-	(1.254.896)	8.059.951
Custo com energia elétrica	(866.644)	(6.014.516)	(7.949)	1.254.896	(5.634.213)
Custo com operação	(305.733)	(4.326)	(22)	-	(310.081)
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	(806.606)	(58)	(70.668)	190.678	(686.654)
Lucro (prejuízo) bruto	1.013.745	303.219	(78.639)	190.678	1.429.003
Despesas gerais e administrativas	(199.710)	(97.909)	(129.910)	-	(427.529)
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	(9.391)	(5.042)	(12.103)	-	(26.536)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1.641.994	(69.409)	(3.270)	(1.416.972)	152.343
Lucro (prejuízo) operacional	2.446.638	130.859	(223.922)	(1.226.294)	1.127.281
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia	815.997	5.100	82.771	(190.678)	713.190
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(131.159)	172	434	-	(130.553)
Contratos futuros de energia	-	66.872	-	(79.942)	(13.070)
Dividendos das Participações Minoritárias	230.931	-	-	-	230.931
Reversão de impairment de ativo imobilizado	(1.500.136)	-	-	1.496.914	(3.222)
Despesas com iniciativas de crescimento	40.434	845	44.761	-	86.040
EBITDA Ajustado	1.902.705	203.848	(95.956)	-	2.010.597
Depreciação, amortização e amortização de mais-valia					(713.190)
Outras adições (exclusões) e itens excepcionais					(170.126)
Equivalência patrimonial					164.384
Resultado financeiro líquido					(761.292)
Imposto de renda e contribuição social					(258.504)
Lucro líquido do exercício					271.869

(i) O custo no segmento Holding+Pipeline refere-se ao encargo de transmissão (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST) sobre as empresas do complexo solar Sol de Jaíba que entraram em operação em 2024. O valor passa a ser devido conforme reserva de transmissão, realizada diante da data estimada de entrada em operação.

5

Receita

Política contábil

A receita é apresentada líquida dos abatimentos e dos descontos, bem como das eliminações das vendas entre controladas, no consolidado, e é reconhecida contabilmente pelo seu valor justo.

A Companhia e suas controladas seguem a estrutura conceitual do IFRS 15/CPC 47 “Receita de contrato com cliente”, baseada no modelo de cinco passos: (i) identificação dos contratos com os clientes; (ii) identificação das obrigações de desempenhos previstas nos contratos; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação à obrigação de desempenho previstas nos contratos e (v) reconhecimento da receita quando a obrigação de desempenho é atendida.

O modelo de cinco etapas estabelece que uma entidade deve reconhecer receita quando a transferência de bens ou serviços prometidos a clientes reflita a contraprestação que a entidade espera ter direito em troca desses bens ou serviços.

A medição contábil do volume de energia a ser faturado decorre do processamento da medição física, ajustada ao rateio das perdas informadas pela CCEE.

O reconhecimento contábil da receita é resultante dos valores a serem faturados aos clientes de acordo com a metodologia e preços estabelecidos em cada contrato, ajustadas às quantidades de energia efetivamente geradas, quando aplicável. Esses ajustes decorrem do mecanismo da CCEE que verifica a exposição líquida das controladas da Companhia (vendas, geração, compras e consumo), denominado balanço energético.

Venda de energia

Os contratos de venda de energia das controladas da Companhia são realizados nos ambientes livre e regulado de comercialização brasileiros, sendo registrados integralmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), agente responsável pela contabilização e liquidação de todo o Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

Contratos *wholesale*: representados por venda de energia, no ambiente de contratação livre, decorrente da garantia física das Controladas da Companhia.

Operações de *trading*: representados por venda de energia, no ambiente de contratação livre, decorrente da compra de energia a mercado.

Contratos regulados: representados por contratos de venda de energia firmados nos leilões do ambiente regulado.

Energia de curto prazo – CCEE: decorre da contabilização do mercado de curto prazo, ou seja, as diferenças entre recurso e requisito de energia, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

						Consolidado
						2024
	Nota	MWh (*)	R\$ Mil	MWh (*)	R\$ Mil	
Receita bruta						
Venda de energia						
Contratos <i>wholesale</i>		24.559.128	4.664.091	10.002.970	1.803.147	
Operações de <i>trading</i>		28.275.859	5.878.411	26.268.392	4.287.614	
Partes relacionadas	23	8.104.384	1.665.786	5.291.253	1.538.343	
Contratos regulados		9.493.333	2.653.890	5.021.802	1.431.925	
Provisão de ressarcimento	20		(431.521)		(128.426)	
Energia de curto prazo – CCEE e MRE			545.997		185.486	
			14.976.654		9.118.089	
Outras receitas						
Suprimento em regime de cotas - UHE Paraibuna			39.508		37.194	
Venda de crédito de carbono			28.443		24.972	
Serviços - Partes relacionadas	23		5.366		2.370	
Outras receitas			61.826		12.369	
			135.143		76.905	
			15.111.797		9.194.994	
Deduções sobre a receita bruta						
PIS e COFINS sobre receitas operacionais			(1.408.995)		(829.647)	
ICMS sobre receitas operacionais			(314.660)		(212.495)	
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH			(137.791)		(63.564)	
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE			(40.282)		(14.529)	
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D			(31.222)		(14.355)	
Quota para a reserva global de reversão - RGR			(83)		-	
Imposto sobre serviços – ISS			(1.812)		(453)	
			(1.934.845)		(1.135.043)	
Receita líquida			13.176.952		8.059.951	

(*) Megawatt-hora, não auditado pelos auditores independentes.

O acréscimo do saldo da receita líquida no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 decorre, principalmente, da consolidação das operações da Auren Participações (anteriormente, AES Brasil), cuja aquisição foi concluída pela Companhia em 31 de outubro de 2024. A combinação dos portfólios elevou significativamente a capacidade instalada e o volume de energia comercializada, refletindo-se no aumento expressivo da receita líquida da Companhia.

6 Custos e despesas operacionais, líquidas

						Consolidado	
						2025	2024
	Nota	Custo com energia elétrica	Custo com operação	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	Total	Total
Energia comprada	6.1	(7.770.122)	-	-	-	(7.770.122)	(5.242.178)
Encargos de uso da rede elétrica		(711.729)	-	-	-	(711.729)	(392.035)
Depreciação e amortização		-	(1.515.094)	(35.144)	-	(1.550.238)	(637.363)
Amortização de mais-valia		-	(367.557)	(5.189)	-	(372.746)	(75.827)
Pessoal		-	(131.020)	(346.916)	-	(477.936)	(281.301)
Pessoal		-	(131.020)	(346.916)	-	(477.936)	(281.301)
Materiais		-	(26.209)	(3.620)	-	(29.829)	(9.414)
Materiais		-	(26.209)	(3.620)	-	(29.829)	(9.414)
Serviços		-	(367.178)	(198.256)	-	(565.434)	(349.704)
Serviços de terceiros		-	(129.794)	(191.484)	-	(321.278)	(206.064)
Serviços de manutenção e conservação		-	(32.479)	(6.772)	-	(39.251)	(20.020)
Serviços de operação e manutenção - Parques eólicos		-	(204.905)	-	-	(204.905)	(123.620)
Outros		-	(137.307)	(59.838)	-	(197.145)	(97.191)
Aluguéis e arrendamentos		-	(40.179)	(5.470)	-	(45.649)	(20.350)
Seguros		-	(60.440)	(11.227)	-	(71.667)	(29.531)
Impostos, taxas e contribuições		-	(17.490)	(8.825)	-	(26.315)	(13.672)
Outras despesas líquidas		-	(19.198)	(34.316)	-	(53.514)	(33.638)
Demais (despesas) receitas		-	-	-	609.004	609.004	152.343
Contratos futuros de energia	18(b)	-	-	-	127.887	127.887	13.070
Reversão para litígios	21(a)	-	-	-	48.803	48.803	159.614
Baixa de imobilizado, intangível e arrendamentos		-	-	-	(77.463)	(77.463)	(5.489)
Ganho na venda de imobilizado e ativos disponíveis para venda		-	-	-	9.964	9.964	25.624
Reversão de tributos		-	-	-	-	-	(9.564)
Reversão (provisão) para obrigações socioambientais		-	-	-	3.837	3.837	(1.051)
Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado - CESP	1.2.2(d)	-	-	-	325.665	325.665	-
Indenização de Investimentos Prudentes - CESP	1.2.2(d)	-	-	-	142.895	142.895	-
Demais (despesas) receitas líquidas		-	-	-	27.416	27.416	(29.861)
		(8.481.851)	(2.544.365)	(648.963)	609.004	(11.066.175)	(6.932.670)

	Controladora		
	2025	2024	
	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	Total
			Total
Depreciação e amortização	(14.448)	-	(14.448)
Pessoal	(62.911)	-	(62.911)
Pessoal	(62.911)	-	(62.911)
Materiais	(1.643)	-	(1.643)
Materiais	(1.643)	-	(1.643)
Serviços	(62.559)	-	(62.559)
Serviços de terceiros	(59.971)	-	(59.971)
Serviços de manutenção e conservação	(2.588)	-	(2.588)
Outros	(26.246)	-	(26.246)
Impostos, taxas e contribuições	(1.210)	-	(1.210)
Outras despesas líquidas	(25.036)	-	(25.036)
Demais (despesas) receitas	-	210	210
Demais (despesas) receitas líquidas	-	210	210
	(167.807)	210	(167.597)

O acréscimo do saldo dos custos e despesas operacionais líquidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 decorre, principalmente, da consolidação das operações da Auren Participações, cuja aquisição foi concluída pela Companhia em 31 de outubro de 2024 e dos valores referentes a indenização de bens reversíveis em favor de CESP, em 14 de outubro de 2025, conforme deliberação da ANEEL.

6.1 Energia comprada

	Nota	Consolidado	
		2025	2024
Operações de <i>trading</i>		(7.064.516)	(4.903.851)
Partes relacionadas – <i>trading</i>	23	(243.425)	(196.798)
Serviços de operação – <i>trading</i>		(21.693)	(18.849)
Prêmio repactuação do risco hidrológico		(33.498)	(32.022)
Energia de curto prazo – CCEE		(397.490)	(66.781)
Outros custos		(9.500)	(23.877)
		(7.770.122)	(5.242.178)

7 Resultado financeiro líquido

		Consolidado		Controladora	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Receitas financeiras					
Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva		846.205	574.487	92.750	123.451
Ajuste a valor presente e atualização monetária da operação de alienação de investidas		16.136	34.476	11.480	12.802
Ajuste a valor presente sobre opção de compra de ações alienadas (i)		139.055	32.749	112	-
Juros sobre operações de partes relacionadas	23	-	-	800	7.238
Atualização monetária sobre depósitos judiciais		6.875	13.780	63	51
Reversão de atualização monetária sobre provisão para litígios	21(a)	3.801	37.888	-	2
Baixa de atualização e ajuste a valor presente sobre arrendamento		-	15.169	-	-
Instrumento financeiro derivativos (iii)		69.589	-	-	-
Outras receitas financeiras		54.538	30.090	3.090	4.383
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro - demais itens		(28.475)	(23.790)	(4.823)	(8.135)
		1.107.724	714.887	103.472	139.792
Despesas financeiras					
Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures (ii)	15(c)	(2.188.805)	(787.408)	(724.284)	(233.660)
Juros de swap e impostos sobre dívida em moeda estrangeira		(91.590)	(44.936)	-	-
Atualização monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	15(c)	(589.100)	(306.509)	(17.914)	(11.168)
Juros sobre passivos de arrendamentos		(17.752)	(7.130)	(2.037)	(1.959)
Apropriação de custos de captações	15(c)	(197.381)	(21.196)	(34.430)	(3.054)
Atualização monetária sobre provisão para litígios	21(a)	(48.408)	(67.149)	(27)	-
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	22(c)	(90.871)	(142.553)	-	-
Ajuste a valor presente e atualização monetária da operação de alienação de investidas		(14.685)	(12.464)	(11.035)	(10.606)
Ajuste a valor presente sobre opção de compra de ações alienadas		(19.417)	(4.121)	-	-
Atualização monetária sobre provisão de ressarcimento	20(c)	(40.342)	(18.320)	-	-
Instrumento financeiro - Hedge financeiro importação		(19)	(1)	-	-
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais		(5.507)	(6.503)	-	-
Ajuste a valor presente sobre obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	19	(39.167)	(21.038)	-	-
Atualização monetária sobre acordos judiciais		(1.564)	(2.216)	-	-
Ajuste a valor presente sobre UBP		(139)	(1.512)	-	-
Valor justo dos empréstimos, financiamentos e debêntures (iii)	15(c)	(15.877)	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos (iii)	25.3	(118.248)	-	-	-
Outras despesas financeiras		(62.790)	(33.123)	(3.272)	(4.544)
		(3.541.662)	(1.476.179)	(792.999)	(264.991)
		(2.433.938)	(761.292)	(689.527)	(125.199)

- (i) O montante de R\$ 139.055 de ajuste a valor presente sobre o saldo a pagar de instrumentos financeiros, referente aos contratos de autoprodução, realizados com as controladoras Jaíba V, Tucano Holding I, Auren Energia e São João Paulo II, com as empresas Brainfarma, BRF, Equinix, Ibema, Minasligas, Ferbasa, Braskem, Citrosuco, Votorantim Cimentos e a CBA.
- (ii) O montante total de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, relativo ao período findo em 31 de dezembro de 2025, líquido de juros capitalizados ao imobilizado foi de R\$ 2.188.805 (R\$ 787.408 em 31 de dezembro de 2024). O montante de R\$ 23.484 foi capitalizado ao imobilizado em andamento.
- (iii) A Companhia designou como *hedge accounting* de valor justo as operações de empréstimos para as quais foram contratados instrumentos financeiros derivativos, com o objetivo de proteger-se contra riscos de valor justo relacionados às variações de taxa de juros. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foi reconhecida uma variação líquida negativa de R\$ 52.509 nos instrumentos financeiros derivativos, acrescida pelo efeito negativo do valor justo do passivo financeiro correspondente à debêntures da 2ª e 3ª emissão, no montante de R\$ 15.877. Adicionalmente, a Companhia reconheceu variação positiva de R\$ 3.850 referente aos instrumentos financeiros derivativos decorrentes das operações de proteção cambial firmadas pela controlada direta Auren Operações.

8 Caixa e equivalentes de caixa

Política contábil

Incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez, cujos vencimentos originais são inferiores a três meses ou cuja estratégia seja a utilização dos recursos dentro desse prazo que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um risco insignificante de mudança de valor.

O caixa e equivalentes de caixa em moeda nacional compreendem disponibilidades em contas correntes bancárias e títulos públicos ou de instituições financeiras, indexados à taxa de depósito interbancário.

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Caixa				
Caixa e bancos	67.948	185.677	365	259
Equivalentes de caixa				
Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs") e Operações Compromissadas	1.417.280	2.223.835	240.445	282.184
Quotas de fundos de investimento (a)	2.340.899	4.791.037	51.633	1.758.967
	3.758.179	7.014.872	292.078	2.041.151
Caixa e equivalentes de caixa	3.826.127	7.200.549	292.443	2.041.410

Em 31 de dezembro de 2025, os CDBs possuem taxa de remuneração média de 99,80% do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI") e Operações Compromissadas possuem taxa de remuneração média de 91,82%, (99,74% e 89,00% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

(a) Quotas de fundos de investimento

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Quotas de fundos de investimento				
Operações Compromissadas - Títulos públicos	2.316.514	3.976.481	51.633	1.561.054
Títulos públicos	24.385	814.556	-	197.913
	2.340.899	4.791.037	51.633	1.758.967

As quotas de fundo de investimento pertencem majoritariamente ao fundo exclusivo da Auren, além de outros fundos, por esse motivo, seus saldos estão sendo consolidados nessas demonstrações financeiras. As operações são compostas substancialmente por títulos públicos e operações compromissadas, os quais apresentaram taxa média de remuneração de 100,02% CDI no exercício de findo em 31 de dezembro de 2025 (98,71% CDI em 31 de dezembro de 2024).

9 Aplicações Financeiras

As aplicações financeiras possuem, em sua maioria, liquidez imediata, não obstante, são classificadas como aplicações financeiras com base nos vencimentos originais, considerando a destinação prevista dos recursos. As aplicações compreendem títulos de instituições financeiras, indexadas à taxa de depósito interbancário.

Em 31 de dezembro de 2025, as aplicações financeiras possuem taxa de remuneração média de 99,43% do CDI.

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Aplicações financeiras				
Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs")	63.087	2.629	-	-
Letras Financeiras do Tesouro - LFTs - Fundo Odessa Auren	493.208	-	11.247	-
	556.295	2.629	11.247	-

10 Fundo de Liquidez – conta reserva

O fundo de liquidez – conta reserva é constituído com o objetivo de garantir recursos para obrigações específicas, funcionando como uma reserva estratégica. Por sua natureza, os valores alocados nesse grupo não possuem liquidez imediata, sendo classificados no ativo circulante e não circulante. Esses recursos não se enquadram na definição de caixa e equivalentes de caixa, pois são mantidos com destinação vinculada e não para uso operacional corrente.

As aplicações que compõem o fundo de liquidez podem incluir títulos públicos ou privados, geralmente indexados à taxa de depósito interbancário, e, quando aplicável, instrumentos financeiros em moeda estrangeira, observando critérios de segurança e rentabilidade compatíveis com a finalidade da reserva.

Cada dívida mantida pela Companhia está vinculada a um tipo específico de conta e a regras próprias de movimentação, o que impede a adoção de um critério único para todas as operações. Os saldos das contas de reserva apresentam oscilações naturais decorrentes, principalmente, da proximidade do vencimento das parcelas de amortização, da composição dos montantes destinados ao pagamento das dívidas e da necessidade de cobertura de custos operacionais e de manutenção (O&M). De forma geral, à medida que o cronograma contratual de amortização avança, observa-se tendência de redução progressiva desses saldos, em linha com a diminuição da exposição financeira ao longo da vida das dívidas.

Em 31 de dezembro de 2025, o fundo de liquidez – conta reserva possuem taxa de remuneração média de 95,52% do CDI (91,09% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

	Consolidado	
	2025	2024
Fundo de liquidez - Conta reserva (i)		
Circulante	110.694	17.875
Não circulante	963.912	892.406
	1.074.606	910.281

- (i) As controladas possuem alguns contratos de financiamentos que preveem a obrigação de manutenção de contas reserva e/ou fundos de liquidez como garantia, os quais devem ser mantidos durante todo o prazo de vigência dos respectivos contratos.

10.1 Qualidade de créditos dos ativos financeiros

A tabela a seguir reflete a qualidade de crédito dos emissores e das contrapartes em operações de caixa e equivalentes de caixas, aplicações financeiras e fundo de liquidez – conta reserva:

	Consolidado		Controladora	
	Rating local		Rating local	
	2025	2024	2025	2024
AAA	5.456.940	8.113.322	303.690	2.041.410
AA+	88	137	-	-
	5.457.028	8.113.459	303.690	2.041.410

Os *ratings* foram extraídos de agências de *rating* (*Standard & Poor's*, *Moody's* e *Fitch Ratings*). Para apresentação, foi considerado o padrão de nomenclatura utilizado por elas.

11 Contas a receber de clientes

Política contábil

Correspondem aos valores originados pela transação de venda ou comercialização de energia elétrica e prestação de serviços no curso normal das atividades das controladas. São inicialmente reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a perda estimada com créditos de liquidação duvidosa ("PECLD").

As controladas avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais.

Para a posição do contas a receber do mercado varejista, as controladas avaliam mensalmente a PECLD, considerando a natureza de sua carteira e condições estabelecidas nos contratos. Para o cálculo, são considerados a base individual por cliente, o rating individual do cliente e a existência de garantias financeiras.

Mensalmente, a área de Vendas da Companhia analisa a posição de vencimentos da carteira de clientes e seleciona os clientes que apresentem saldos vencidos para avaliar a situação específica de cada um, bem como exerce o julgamento sobre o risco de perda envolvido. O resultado desse julgamento estabelece o montante financeiro a ser contabilizado como perdas esperadas.

Composição

	Nota	Consolidado	
		2025	2024
Operações de trading		955.242	737.200
Contratos regulados		224.130	272.035
Contratos bilaterais		255.291	214.017
Partes relacionadas	23	147.458	169.208
Energia de curto prazo – CCEE		131.602	96.513
		1.713.723	1.488.973
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa		(1.309)	(613)
		1.712.414	1.488.360

a) Movimentação para perda estimada com crédito de liquidação duvidosa

	Consolidado	
	2025	2024
Saldo no início do exercício	(613)	-
Reversões (adições) líquidas	72	-
Efeito de empresas adquiridas incluídas na consolidação	(768)	(613)
Saldo no final do exercício	(1.309)	(613)

b) Vencimentos de contas a receber

	Consolidado	
	2025	2024
A vencer	1.671.189	1.463.024
Vencidos até 3 meses	28.067	20.148
Vencidos de 3 a 6 meses	3.757	1.249
Vencidos acima de 6 meses	10.710	4.552
	1.713.723	1.488.973

Os valores a receber negociados pelas controladas da Companhia, normalmente, possuem prazo de recebimento até 45 dias.

12 Investimentos

Política contábil

As demonstrações financeiras refletem os ativos, passivos e transações da Controladora e suas controladas diretas e indiretas ("subsidiárias"). As subsidiárias são consolidadas quando a Companhia está exposta ou tem direitos sobre retornos variáveis de seu envolvimento com a investida e tem a capacidade de direcionar as atividades significativas da investida. Os saldos e as transações entre empresas, que incluem lucros não realizados, são eliminados.

Os investimentos em entidades controladas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que elas se tornam sua controlada.

Impairment de investimentos (ágio e mais-valia)

A Companhia monitora anualmente seus investimentos para identificar a existência de indícios de perda no valor recuperável, conforme previsto no CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Quando aplicável, os ativos são alocados às Unidades Geradoras de Caixa ("UGCs") para fins de teste de *impairment*.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Administração avaliou eventos e mudanças no ambiente econômico e regulatório que pudessem indicar deterioração no valor recuperável dos ativos. Diante da identificação de alguns indícios de *impairment*, foram realizados testes formais de recuperabilidade dos investimentos, ativos imobilizados e ativos intangíveis.

Os testes foram conduzidos com base na metodologia de fluxo de caixa descontado, considerando premissas consistentes com o orçamento aprovado pela Administração, incluindo projeções de geração de caixa, CAPEX de manutenção, taxas de desconto (WACC) compatíveis com o risco das UGCs e taxas de crescimento de longo prazo.

Com base nos resultados obtidos, concluiu-se que os valores recuperáveis superam os valores contábeis registrados, não havendo necessidade de reconhecimento de provisão para perda por *impairment* no exercício.

A Administração continuará monitorando periodicamente seus ativos, de forma a identificar tempestivamente eventuais mudanças que possam afetar seu valor recuperável.

Premissas utilizadas no teste de *impairment* – Ágio Auren Comercializadora

O ágio registrado refere-se à incorporação reversa da Votorantim Geração de Energia S.A (“VGE”), na qual houve a avaliação a valor justo dos ativos os quais contemplavam a controlada Auren Comercializadora Ltda. (Nota 13). O cálculo do valor justo da controlada Auren Comercializadora foi baseado no método do fluxo de caixa descontado (“DCF”), na data-base de 30 de setembro de 2025. Considerou-se taxa de desconto em termos reais, com efeitos inflacionários de 4% a.a. *pre-tax*.

Item	Premissas
Premissa geral	Projeções preparadas com base no plano de negócios da Companhia; Negócios: foram considerados os negócios existentes. Receita bruta = volume de energia x preço de energia.
Receitas brutas	Receita bruta = volume de energia x preço de energia.
Impostos e deduções	IR/CS: considerou-se regime de lucro real, com base em alíquota de 34% e prejuízos fiscais; Projetados com base nas alíquotas sobre as receitas brutas (média histórica): – PIS / COFINS: 9,25%.
Opex	Foram segregadas em despesas fixas e variáveis na data-base conforme análise do histórico e natureza de cada conta; Compra de energia: projetada conforme contratos existentes e a exposição de energia adicional necessária, conforme premissas da Auren Comercializadora.

a) Composição

	Consolidado							
	Informações em 31 de dezembro de 2025				Resultado de equivalência patrimonial		Saldo	
	Patrimônio líquido	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Percentual de participação total (%)	Percentual de participação votante (%)	2025	2024	2025	2024
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial								
Coligadas								
Pollarix S.A. (i)	333.752	261.609	66,67	-	207.792	117.212	237.242	248.427
CBA Energia Participações S.A. (i)	325.425	158.274	66,67	-	108.814	107.860	222.696	227.297
Pinheiro Machado Participações S.A. (i)	48.734	41.502	50,00	-	24.901	23.454	26.145	24.489
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A. (v)	21.686	5.146	100,00	100,00	4.188	4.899	-	9.601
Flora Energia Renovável Inteligente S.A.	1.695	(1.882)	15,00	15,00	(282)	(552)	254	543
Joint Ventures								
Tucano Holding III S.A. (iii) (iv)	179.890	1.337	50,00	50,00	(2.058)	(283)	166.584	106.817
Gud Comercializadora de Energia S.A. (iv)	24.116	(13.025)	50,00	50,00	(6.514)	-	12.058	-
Mais-valia								
Pollarix S.A. (ii)					(70.254)	(52.788)	748.181	818.435
CBA Energia Participações S.A. (ii)					(42.748)	(21.029)	475.059	517.807
Pinheiro Machado Participações S.A. (ii)					(11.640)	(11.640)	76.638	88.282
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A.					(596)	(1.192)	-	10.725
Investimento - JV Unipar I (ii)					(5.675)	-	157.905	164.589
Ágio								
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A. (v)					-	-	-	22.892
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.					-	-	-	13.515
Flora Energia Renovável Inteligente S.A.					-	-	8.258	8.258
Obrigações a pagar com investidas								
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.					(581)	(1.557)	(784)	(119)
					205.347	164.384	2.130.236	2.261.558

- (i) A participação refere-se à 100% das ações preferenciais detidas pela Companhia, motivo pelo qual esses investimentos não são consolidados. Os resultados de investimento registrado na Companhia não conciliam com o percentual correspondente à participação societária em 31 de dezembro de 2025, devido ao cálculo de equivalência patrimonial considerar a desproporcionalidade dos dividendos: (a) CBA Energia, que determina o pagamento de dividendos 10% superior para as ações preferenciais; (b) Pollarix que determina o pagamento de dividendos 93% superior para as ações preferenciais e decorrente do aporte de investimento; e (c) Pinheiro Machado que determina o pagamento de dividendos 50% superior para as ações preferenciais. A Companhia possui apenas ações preferenciais dessas coligadas, portanto, não há percentual de participação votante.
- (ii) Refere-se ao ajuste a valor justo dos ativos referentes a parcela de investimento detida pela Auren referente ao direito de concessão de investimentos hidrelétricos, com relação à mais-valia das investidas CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, e está sendo amortizado pelos prazos de concessão de cada usina detida pelas empresas. O saldo relativo à Joint Venture Unipar I, refere-se à mais-valia apurada na combinação de negócios com a Auren Participações sobre os ativos detidos pela Tucano Holdings III, controlada indireta da Auren Participações.

- (iii) O saldo de investimento referente à investida Tucano Holding III não reflete o percentual de participação, pois em sua composição há amortização de juros capitalizados no montante de R\$ (5.145) e equivalência patrimonial do período findo em 31 de dezembro de 2025 há amortização de juros capitalizados no montante de R\$ (2.727).
- (iv) A participação no investimento GUD Energia é detida pela controlada Auren Comercializadora e a participação no investimento Tucano Holdings III, pela controlada Auren Participações.
- (v) A controlada Auren Comercializadora concluiu, em 14 de julho de 2025, um acordo societário para aquisição da parcela remanescente de 50% do capital social da Way2, passando a deter, portanto, 100% de participação acionária na referida empresa após a conclusão da transação e pagamento aos antigos acionistas. O efeito líquido no caixa da transação foi de R\$ 83.100, sendo R\$ 94.922 pagos aos antigos acionistas em 14 de julho e R\$ 11.822 de caixa adquirido.

	Informações em 31 de dezembro de 2025				Resultado de equivalência patrimonial		Controladora	
	Patrimônio líquido	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Percentual de participação total (%)	Percentual de participação votante (%)			Saldo	
					2025	2024	2025	2024
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial								
Controladas								
CESP - Companhia Energética de São Paulo	4.779.443	335.809	100,00	100,00	335.809	215.540	4.779.443	7.939.080
Auren Participações S.A.	4.216.982	(428.761)	100,00	100,00	(428.761)	(34.538)	4.209.494	5.192.522
Auren Comercializadora de Energia Ltda. (I)	982.572	437.326	100,00	100,00	201.749	211.245	787.259	650.879
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	33.412	(15.943)	100,00	100,00	(15.943)	(11.820)	33.412	49.355
MRTV Energia S.A. (iv)	26.924	(904)	72,50	100,00	(906)	(1.982)	26.924	27.827
Ventos do Araripe III								
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	713.082	53.969	100,00	100,00	53.969	5.775	713.082	473.931
Ventos do Piauí I								
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	404.896	60.319	100,00	100,00	60.319	30.658	404.896	518.899
Ventos do Piauí II								
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A. (iv)	76.477	(10.258)	51,00	100,00	(10.258)	(13.379)	76.477	86.734
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	22.175	(6.252)	50,00	50,00	(2.798)	(4.428)	1.577	24.050
Ventos de Santo Ângelo Energias Renováveis S.A. (iv)	69.595	(8.621)	51,00	100,00	(8.621)	(12.202)	69.595	78.216
Ventos de São Ciriaco Energias Renováveis S.A.	20.177	(6.259)	50,00	50,00	(2.706)	(4.336)	1.281	22.448
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	18.652	(6.420)	50,00	50,00	(2.794)	(3.902)	2.491	19.786
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	21.660	(6.021)	50,00	50,00	(2.788)	(3.664)	4.553	20.341
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A. (iv)	20.718	(2.190)	51,00	100,00	(2.190)	(3.296)	20.718	22.908
Ventos do Piauí III								
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	27.137	(6.898)	50,00	50,00	(3.449)	(5.336)	13.569	17.017
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	32.050	(10.058)	50,00	50,00	(5.029)	(6.402)	16.025	21.054
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	29.058	(1.747)	50,00	50,00	(842)	(1.961)	1.456	28.507
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	15.977	(4.726)	50,00	50,00	(2.034)	(3.647)	1.567	17.102
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	36.290	(861)	100,00	100,00	(861)	16.661	36.290	130.152
Coligadas								
Pollarix S.A. (ii)	333.752	261.609	66,67	-	207.792	117.212	237.243	248.427
CBA Energia Participações S.A. (ii)	325.425	158.274	66,67	-	108.814	107.860	222.697	227.297
Pinheiro Machado Participações S.A. (ii)	48.734	41.502	50,00	-	24.901	23.454	26.145	24.489
Mais-valia								
Auren Participações S.A. (iii)					(303.214)	(37.043)	3.393.994	3.697.209
Pollarix S.A.					(70.254)	(52.788)	748.181	818.435
CBA Energia Participações S.A.					(42.748)	(21.029)	475.059	517.807
Pinheiro Machado Participações S.A.					(11.640)	(11.640)	76.638	88.282
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.					(5.368)	(5.760)	70.396	75.761
CESP - Companhia Energética de São Paulo (v)					12.004	(26.772)	(822.743)	(834.750)
Ágio								
Auren Comercializadora de Energia Ltda.					-	-	420.969	420.969
					82.153	462.480	16.050.220	20.624.734

- (i) O resultado de equivalência patrimonial na Auren Comercializadora não reflete o percentual de participação, pois há ajuste de consolidação dos resultados não realizados referente a marcação a mercado dos contratos futuros de compra e venda de energia no montante de R\$ 92.275, líquido dos impostos diferidos de R\$ (26.287), totalizando R\$ (77.315) no exercício de findo em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 79.942 em 31 de dezembro de 2024).
- (ii) Os resultados de investimento registrado na Companhia não conciliam com o percentual correspondente à participação societária em 31 de dezembro de 2025, devido ao cálculo de equivalência patrimonial considerar a desproporcionalidade dos dividendos, conforme previsto no Estatuto Social das Controladas: (a) CBA Energia, que determina o pagamento de dividendos 10% superior para as ações preferenciais, sendo o percentual econômico de participação de 68,80%; (b) Pollarix que determina o pagamento de dividendos 93% superior para as ações preferenciais e decorrente do aporte de investimento, sendo a o percentual econômico de participação de 71,40%; e (c) Pinheiro Machado que determina o pagamento de dividendos 50% superior para as ações preferenciais, sendo a o percentual econômico de participação de 60%. A Companhia possui apenas ações preferenciais dessas coligadas, portanto, não há percentual de participação votante.
- (iii) Refere-se ao ajuste a valor justo dos ativos detidos pela Auren provenientes da combinação de negócios ocorrida em 2024, com relação à mais-valia da investida Auren Participações, e está sendo amortizado pelos prazos de concessão de cada investida da controlada.
- (iv) Houve a alienação de participação dessas investidas, porém cláusulas contratuais garantem à Companhia o controle sobre a totalidade do retorno desses investimentos, razão pela qual estão sendo consolidados em 100%.

b) Movimentação

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Saldo no início do exercício		2.261.677	2.057.307	20.624.734	12.515.519
Equivalência patrimonial		205.347	164.384	82.153	462.480
Ajuste de avaliação patrimonial de remensuração de benefícios pós emprego	22(e)	-	-	(87.413)	579.282
Instrumentos financeiros derivativos, líquido dos efeitos tributários		-	-	52.852	(5.570)
Outros resultados abrangentes		5.593	-	6.577	837
Perda (ganho) em participação de investida		-	(1.501)	-	(1.501)
Aquisição de investimentos - Auren Participações		-	-	-	6.875.056
Diferido sobre a mais-valia - Auren Participações		-	-	-	947.496
Mais-valia investimento - JV Unipar I		-	164.589	-	-
Empresa incorporada incluída na consolidação - Tucano Holding III		-	93.380	-	-
Impairment de ágio - Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A		(13.515)	-	-	-
Empresa incorporada incluída na consolidação	1.2.2 (c)	(42.712)	-	-	-
Aumento de capital em investidas	1.2.1 (a)	10.673	9.257	1.398.000	1.239.000
Redução de capital em investidas	1.2.1 (a)	-	-	(3.928.422)	(80.000)
Juros sobre capital próprio		-	(17.187)	-	(17.187)
Dividendos mínimos obrigatórios propostos das investidas	1.2.1 (b)	(635)	(8.094)	(180.405)	(312.369)
Deliberação de dividendos adicionais	1.2.1 (b)	(131.829)	(121.205)	(1.671.710)	(1.493.966)
Deliberação de dividendos intercalares	1.2.1 (b)	(246.146)	(93.092)	(246.146)	(93.092)
Reversão de dividendos		-	13.720	-	1.060
Reclassificação saldo hedge importação		-	-	-	7.689
Transferências de juros capitalizados (i)		81.783	-	-	-
Obrigações a pagar com investidas		784	119	-	-
Saldo no final do exercício		2.131.020	2.261.677	16.050.220	20.624.734

- (i) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025 houve a transferência de juros capitalizados da rubrica de “Imobilizado” para “Investimentos”, considerando que as informações financeiras da investida Tucano Holding III não consolidam nessas demonstrações financeiras.

c) Informações sobre as empresas investidas

	2025									
	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Receita líquida	Custos e despesas operacionais	Imposto de renda e contribuição social	Resultado financeiro	Lucro líquido (prejuízo) do exercício
Controladas										
Auren Participações S.A. (i)	250.212	7.422.897	(236.528)	(3.219.599)	(4.216.982)	52.474	(209.195)	(3.555)	(311.276)	(479.371)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	872.035	11.428.212	(536.286)	(6.984.518)	(4.779.443)	1.260.522	(342.040)	(115.709)	(466.964)	335.809
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	4.146.994	4.165.168	(3.758.856)	(3.570.734)	(982.572)	9.187.260	(8.801.562)	(147.287)	55.613	294.023
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	10.440	228.820	(21.378)	(184.470)	(33.412)	20.537	(20.642)	(1.514)	(14.324)	(15.943)
MRTV Energia S.A.	303	27.602	(981)	-	(26.924)	-	(939)	-	35	(904)
Ventos do Araripe III										
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	54.833	671.106	(12.857)	-	(713.082)	-	72.469	-	(18.500)	53.969
Ventos do Piauí I										
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	36.458	402.487	(14.382)	(19.667)	(404.896)	-	59.045	(305)	1.579	60.319
Ventos do Piauí II										
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A.	23.793	52.790	(106)	-	(76.477)	-	(12.232)	(920)	2.894	(10.258)
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	15.664	225.776	(19.752)	(199.513)	(22.175)	38.275	(26.464)	(2.634)	(15.429)	(6.252)
Ventos de Santo Ângelo Energias Renováveis S.A.	20.132	49.572	(109)	-	(69.595)	-	(10.272)	(798)	2.449	(8.621)
Ventos de São Ciriaco Energias Renováveis S.A.	11.828	227.021	(19.298)	(199.374)	(20.177)	38.283	(26.069)	(2.409)	(16.064)	(6.259)
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	9.920	186.350	(15.181)	(162.437)	(18.652)	29.954	(21.458)	(1.960)	(12.956)	(6.420)
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	8.313	175.082	(14.422)	(147.313)	(21.660)	26.863	(19.333)	(1.740)	(11.811)	(6.021)
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A.	6.350	14.410	(42)	-	(20.718)	-	(2.730)	(224)	764	(2.190)
Ventos do Piauí III										
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	24.464	201.243	(18.743)	(179.827)	(27.137)	32.995	(23.207)	(2.072)	(14.614)	(6.898)
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	21.850	224.762	(18.158)	(196.404)	(32.050)	33.886	(25.488)	(2.065)	(16.391)	(10.058)
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	9.190	164.667	(14.537)	(143.343)	(15.977)	27.599	(19.107)	(1.754)	(11.464)	(4.726)
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	5.410	58.568	(58)	(27.630)	(36.290)	-	(3.281)	(768)	3.188	(861)
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	20.982	150.891	(12.374)	(130.441)	(29.058)	24.736	(17.039)	(2.727)	(6.717)	(1.747)
Coligadas										
Pollarix S.A.	244.249	333.594	(202.013)	(42.078)	(333.752)	183.508	65.520	(450)	13.031	261.609
CBA Energia Participações S.A.	79.963	298.221	(52.759)	-	(325.425)	157.112	11.140	(13.562)	3.584	158.274
Pinheiro Machado Participações S.A.	7.053	41.692	(11)	-	(48.734)	-	41.049	(193)	646	41.502

(i) No patrimônio e resultado há reflexos de R\$ 1.070.669 e R\$ 20.931, respectivamente, dos acionistas não controladores.

	2024									
	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Receita líquida	Custos e despesas operacionais	Imposto de renda e contribuição social	Resultado financeiro	Lucro líquido (prejuízo) do exercício
Controladas										
Auren Participações S.A. (i)	3.175.882	16.831.530	(4.040.407)	(9.697.236)	(5.192.493)	695.284	(566.925)	(3.849)	(138.117)	(34.537)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	1.260.802	12.121.330	(588.245)	(4.854.807)	(7.939.080)	1.175.265	809.033	(567.530)	(338.867)	1.077.901
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	2.988.942	3.137.110	(2.376.872)	(2.949.173)	(800.007)	6.046.792	(5.861.522)	(61.799)	35.012	158.483
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	31.215	237.601	(22.227)	(197.234)	(49.355)	20.212	(14.601)	(2.064)	(15.367)	(11.820)
MRTV Energia S.A.	321	28.488	(982)	-	(27.827)	-	(2.012)	-	30	(1.982)
Ventos do Araripe III										
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	35.787	639.991	(21.229)	(180.618)	(473.931)	-	26.660	-	(20.885)	5.775
Ventos do Piauí I										
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	13.686	531.922	(7.284)	(19.425)	(518.899)	-	37.848	204	(7.394)	30.658
Ventos do Piauí II										
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A.	21.779	64.984	(29)	-	(86.734)	-	(14.782)	(661)	2.064	(13.379)
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	26.241	238.602	(15.191)	(201.552)	(48.100)	37.326	(26.578)	(2.065)	(17.539)	(8.856)
Ventos de Santo Ângelo Energias Renováveis S.A.	18.480	59.806	(70)	-	(78.216)	-	(13.385)	(548)	1.731	(12.202)
Ventos de São Ciriaco Energias Renováveis S.A.	21.659	239.872	(15.123)	(201.513)	(44.895)	38.439	(27.171)	(1.931)	(18.011)	(8.674)
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	18.487	197.135	(11.695)	(164.356)	(39.571)	28.819	(20.512)	(1.536)	(14.576)	(7.805)
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	16.692	184.286	(11.602)	(148.694)	(40.682)	25.921	(18.710)	(1.395)	(13.144)	(7.328)
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A.	5.816	17.101	(9)	-	(22.908)	-	(3.695)	(145)	544	(3.296)
Ventos do Piauí III										
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	18.472	212.710	(15.431)	(181.717)	(34.034)	32.944	(25.726)	(1.711)	(16.180)	(10.673)
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	18.155	237.852	(15.161)	(198.738)	(42.108)	33.831	(27.013)	(1.752)	(17.869)	(12.803)
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	16.354	173.880	(11.305)	(144.726)	(34.203)	26.088	(19.141)	(1.360)	(12.882)	(7.295)
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	42.027	113.407	(69)	(25.213)	(130.152)	-	607	(8.735)	24.789	16.661
Coligadas										
Pollarix S.A.	133.734	333.412	(50.584)	(68.729)	(347.833)	149.778	(4.955)	-	2.746	147.569
CBA Energia Participações S.A.	32.288	308.776	(8.949)	-	(332.115)	117.245	39.060	(2.654)	3.254	156.905
Pinheiro Machado Participações S.A.	3.523	42.461	(9)	-	(45.975)	-	38.953	(41)	178	39.090

13 Imobilizado

Política contábil

É demonstrado pelo custo histórico de aquisição ou de construção, deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico também inclui os custos de financiamento relacionados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis.

As controladas CESP e Auren Operações adotaram o valor justo para determinar o custo atribuído do ativo imobilizado na data de transição das demonstrações financeiras para IFRS (1º de janeiro de 2009). O CPC 37/IFRS 1 denomina custo atribuído como o montante utilizado como substituto para o custo (ou o custo depreciado ou amortizado) em determinada data. Assim, alguns itens do ativo imobilizado, que estavam com valor contábil inferior e/ou superior ao seu valor justo, tiveram seus custos contábeis substituídos pelos valores atribuídos para que a posição patrimonial e financeira fosse expressa com maior fidedignidade. A contrapartida deste ágio foi registrada na conta "Ajustes de Avaliação Patrimonial", no Patrimônio líquido das controladas CESP e Auren Operações.

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando é provável que irão gerar benefícios econômicos futuros associados ao item e quando seu custo pode ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado.

Reparos e manutenções são apropriados ao resultado durante o período em que são incorridos. O custo das principais reformas é acrescido ao valor contábil do ativo quando os benefícios econômicos futuros ultrapassam o padrão de desempenho inicialmente estimado para o ativo em questão. As reformas são depreciadas ao longo da vida útil econômica restante do ativo relacionado.

Para os ativos de geração, a depreciação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão ou autorização. Desta forma os ativos são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela ANEEL e no caso das usinas hidrelétricas, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Os valores residuais e a vida útil econômica dos ativos são revisados no final de cada exercício social e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ganhos e perdas por alienações são determinados pela comparação do valor da venda com o valor contábil e são reconhecidos em "Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas" na demonstração do resultado.

Os bens e as instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e que são vinculados à concessão, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

São previstos o oferecimento em garantia dos direitos emergentes da outorga os bens constituídos pela geradora eólica ou solar sem autorização da ANEEL, desde que a eventual execução da garantia não comprometa a continuidade da geração de energia elétrica. Já a transferência de outorga ou do controle societário deve ser precedida de anuência prévia.

a) Composição e movimentação

	Consolidado									
	2025								2024	
	Terras e terrenos	Edifícios, construções e benfeitorias (iv)	Máquinas, equipamentos e instalações	Reservatórios, barragens e adutoras	Desmobilização de ativos	Veículos	Móveis e utensílios	Obras em andamento	Total	Total
Saldo no início do exercício (iii)										
Custo	701.261	3.738.174	19.773.519	8.630.099	328.195	20.779	16.383	1.263.041	34.471.451	20.432.188
Depreciação acumulada	(43.945)	(1.602.890)	(3.104.532)	(4.263.304)	(128.682)	(7.986)	(3.388)	-	(9.154.727)	(8.628.823)
Ajuste a valor justo de imobilizado na alocação de preço de compra	858.924	194.636	981.818	(982.722)	-	-	-	-	1.052.656	188.821
Amortização de ajuste a valor justo acumulado	(168.678)	(1.215)	(189.734)	173.622	-	-	-	-	(186.005)	(148.768)
Saldo líquido no início do exercício	1.347.562	2.328.705	17.461.071	3.557.695	199.513	12.793	12.995	1.263.041	26.183.375	11.843.418
Adições (i)	-	-	-	-	-	-	-	1.015.698	1.015.698	426.397
Adição de valor justo de imobilizado na alocação do preço de compra - Auren Participações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	863.835
Substituição de itens em garantia	-	-	1.011	-	-	-	-	-	1.011	465
Remensuração de desmobilização de ativos	-	-	-	-	(26.894)	-	-	-	(26.894)	16.679
Baixa	-	(1.606)	(20.096)	-	-	-	(395)	(27.351)	(49.448)	(15.367)
Depreciação	(7.803)	(114.540)	(951.958)	(249.678)	(25.467)	(3.142)	(1.777)	-	(1.354.365)	(525.904)
Amortização de ajuste a valor justo	(27.553)	(6.476)	(60.278)	42.103	-	-	-	-	(52.204)	(37.237)
Empresa incorporada incluída na consolidação (Nota 1.2.2 (c)) (i)	-	-	685	-	-	-	14	-	699	13.644.466
Transferência de ativos sujeitos a indenização (Nota 1.2.2 (d))	-	(189)	(5.493)	(5.563)	-	-	-	-	(11.245)	-
Transferência para contas a receber	-	-	-	-	-	-	-	(6.082)	(6.082)	-
Transferências (i)	(5.426)	(831.801)	1.506.992	104.366	(6)	3.838	5.514	(1.053.775)	(270.298)	(33.377)
Saldo no final do exercício	1.306.780	1.374.093	17.931.934	3.448.923	147.146	13.489	16.351	1.191.531	25.430.247	26.183.375
Custo	702.728	3.757.308	25.008.161	11.241.564	307.060	34.893	29.976	1.191.531	42.273.221	34.471.451
Depreciação acumulada	(58.641)	(2.607.253)	(7.935.568)	(7.025.644)	(159.914)	(21.404)	(13.625)	-	(17.822.049)	(9.154.727)
Ajuste a valor justo de imobilizado na alocação de preço de compra	858.924	234.599	1.119.218	(982.722)	-	-	-	-	1.230.019	1.052.656
Amortização de ajuste a valor justo acumulado	(196.231)	(10.561)	(259.877)	215.725	-	-	-	-	(250.944)	(186.005)
Saldo líquido no final do exercício	1.306.780	1.374.093	17.931.934	3.448.923	147.146	13.489	16.351	1.191.531	25.430.247	26.183.375
Taxas médias anuais de depreciação - %	3,3%	3,3%	5,0%	2,0%	3,0%	15,0%	6,3%			

- (i) Os montantes de transferências referem-se às unitizações após o encerramento do período de construção, com base em laudo final emitido por consultoria especializada contratada. Tais reclassificações são necessárias para aprimorar a apresentação dos custos do imobilizado. O montante final de R\$ (270.298) corresponde: (i) à transferência da classe “Obras em andamento”, do imobilizado, para o ativo intangível, no montante de R\$ (23.887); (ii) no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 houve a transferência de juros capitalizados da rubrica de imobilizado para investimentos, no montante de R\$ (81.783), considerando que as informações financeiras da investida Tucano Holding III não consolidam nessas demonstrações financeiras; (ii) e reclassificação de mais-valia entre Imobilizado e Intangível, decorrente da conclusão do laudo de *Purchase Price Allocation* referente à combinação de negócios com a Auren Participações (antiga AES Brasil), no montante de R\$ 164.628. (nota 14)
- (ii) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025 houve desembolso caixa no valor de R\$ 970.265, o montante de R\$ 69.678 refere-se ao líquido entre: (i) saldo que não resultaram em saída de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2024; (ii) saldo que não resultou em saída de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e (iii) adiantamentos ocorridos em 2025.
- (iii) Os saldos de custo de servidão estão classificados na nota de intangível.
- (iv) Os saldos de transferência de edifícios, construções e benfeitorias se referem a reclassificação para máquinas, equipamentos e instalações.

b) Obras em andamento

	Consolidado	
	2025	2024
Projetos		
Construção dos parques eólicos e solares (i)	677.345	575.455
Modernização (ii)	347.555	539.906
Estoque (iii)	134.102	105.836
Pipelines e outros	32.529	41.844
	1.191.531	1.263.041

- (i) Refere-se, principalmente, à construção do parque eólico Cajuína 3.
- (ii) Os principais projetos de modernização são relacionados aos parques eólicos de Caetés, Salinas, Mandacarú, Araripes, Ventus e Alto Sertão II e às Usinas hidrelétricas Barra Bonita e Promissão.
- (iii) O estoque é composto por materiais de reposição (peças sobressalentes). Os estoques são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor de realização, quando aplicável, e são avaliados com base no "custo médio ponderado".

14 Intangível**Política contábil****Direitos de exploração de recursos naturais**

Os custos com a aquisição dos direitos adquiridos relativos à exploração de recurso eólico e solar são capitalizados e amortizados usando-se o método linear ao longo das vidas úteis. Após o início da operação dos parques eólicos e solares, esses gastos são amortizados e tratados como custo de produção.

Softwares

As licenças adquiridas e os custos de desenvolvimento diretamente atribuíveis aos softwares são registrados no ativo intangível. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimada de cinco anos. Os custos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, quando incorridos.

Repactuação risco hidrológico

Refere-se a extensão do prazo de concessão das controladas CESP e Auren Operações, após a homologação do prazo de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, pela ANEEL, em 14 de setembro de 2021, conforme cálculos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), referente às novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica estabelecidas pela Lei nº 14.052, publicada em 09 de setembro de 2020, que alterou a Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015.

Ágio

O ágio (*goodwill*) corresponde à diferença positiva entre o valor pago na aquisição de um negócio e o valor justo líquido dos ativos e passivos da entidade adquirida. Nas demonstrações financeiras consolidadas, o ágio decorrente de aquisições de controladas é registrado no Ativo Intangível. Em conformidade com o CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, o ágio deve ser testado, ao menos anualmente, para verificação de perda no valor recuperável (*impairment*).

O ágio é alocado às Unidades Geradoras de Caixa (“UGCs”) ou grupos de UGCs que se beneficiam da combinação de negócios da qual se originou. Os testes são realizados com base no método de fluxo de caixa descontado, considerando premissas consistentes com o orçamento aprovado pela Administração, incluindo projeções de geração de caixa, taxas de desconto (WACC) compatíveis com o risco das UGCs e taxas de crescimento de longo prazo.

A Companhia realiza os testes de recuperabilidade no quarto trimestre de cada exercício, alinhados ao ciclo de aprovação do planejamento estratégico, que consolida as premissas utilizadas nos cálculos. Os valores registrados como ágio no momento da combinação de negócio, foram alocados nos itens Autorização ANEEL e *Purchase Price Allocation*.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foram identificados alguns indícios de *impairment*, levando à realização de testes formais de recuperabilidade. Com base nas premissas aprovadas pela Administração e nos resultados apurados, concluiu-se que os valores recuperáveis superam os valores contábeis registrados, não sendo necessária a constituição de provisão para perda por *impairment*, conforme mencionado na nota 12.

A Administração continuará monitorando periodicamente seus ativos, de forma a identificar eventuais mudanças que possam impactar o valor recuperável dos ágios alocados às UGCs.

Uso do Bem Público (“UBP”)

Corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão relacionados aos direitos de exploração do potencial de geração de energia hídrica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público (“UBP”).

O registro contábil é feito no momento da assinatura do contrato de concessão, independentemente do cronograma de desembolsos estabelecido no contrato. O registro inicial desse passivo (obrigação) e do ativo intangível (direito de concessão) corresponde aos valores das obrigações futuras trazidos a valor presente.

A amortização do intangível é calculada pelo método linear pelo prazo remanescente da concessão. O passivo financeiro é atualizado pelo ajuste a valor presente em decorrência da passagem do tempo e reduzido pelos pagamentos efetuados.

Direito de outorga

O Decreto no 9.271, de 25 de janeiro de 2018, regulamentou a outorga de contrato de concessão no Setor Elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica e, em seu artigo 3º, estabeleceu que a minuta de contrato de concessão deve ser aprovada pela ANEEL e integrar o Edital do Leilão de privatização da pessoa jurídica (UHE Porto Primavera).

A amortização do intangível é calculada pelo método linear, pelo prazo remanescente da concessão.

Power Purchase Agreement (PPA)

São contratos de fornecimento de energia elétrica de longo prazo, celebrado entre um agente gerador e um consumidor ou comercializador, que estabelece de forma vinculante as condições de compra e venda da energia. O instrumento define parâmetros como quantidade contratada, perfil de entrega, preço (fixo ou indexado), prazo de vigência e responsabilidades das partes.

O PPA é utilizado como mecanismo de viabilização de projetos de geração, garantindo previsibilidade de receita ao gerador e estabilidade de custos ao comprador.

a) Composição e movimentação

	Consolidado												
	2025												
	Direitos de outorga, exploração de autorização e de recursos naturais	Autorização ANEEL	Power Purchase Agreement	Repactuação risco hidrológico	Softwares, marcas e patentes e carteira de clientes	Direitos de outorga	Ágio	UBP	Direitos e projetos em desenvolvimento	Custo de servidão	Intangível em andamento	Total	Total
Saldo no início do exercício													
Custo	3.891.598	17.633	621.046	1.482.975	150.173	1.398.703	508.845	253.211	37.208	22.111	16.181	8.399.684	2.879.269
Amortização acumulada	(61.493)	(3.873)	(145.726)	(451.014)	(46.737)	(244.615)	-	(88.232)	-	(1.690)	-	(1.043.380)	(414.887)
Saldo líquido no início do exercício	3.830.105	13.760	475.320	1.031.961	103.436	1.154.088	508.845	164.979	37.208	20.421	16.181	7.356.304	2.464.382
Adições (Nota 1.2.2 (c)(i)) (i)	-	-	-	5.553	-	-	114.191	-	-	-	24.313	144.057	3.092.238
Adição de valor justo de imobilizado na alocação do preço de compra – Auren Participações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.940
Adição de carteira de clientes - PPA Way2	-	-	-	-	56.526	-	-	-	-	-	-	56.526	-
Amortizações	(44.376)	-	-	(105.975)	(23.891)	-	-	(7.006)	-	(850)	-	(182.098)	(103.766)
Amortizações de ajuste a valor justo	(294.029)	(766)	(27.412)	6.875	(5.189)	-	-	-	-	-	-	(320.521)	(38.590)
Reversão de provisão de impairment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.222
Baixas	-	-	-	-	(25.949)	-	-	-	(16.137)	-	(270)	(42.356)	(7.538)
Remensuração	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142
Empresa incluída na consolidação	-	-	-	-	1.210	-	-	-	-	-	-	1.210	1.889.897
Transferências	164.628	-	-	-	26.530	-	-	-	-	2.733	(5.376)	188.515	33.377
Saldo no final do exercício	3.656.328	12.994	447.908	938.414	132.673	1.154.088	623.036	157.973	21.071	22.304	34.848	7.201.637	7.356.304
Custo	4.068.961	17.633	621.046	1.495.403	244.019	1.398.703	623.036	253.211	21.071	28.025	34.848	8.805.956	8.463.844
Amortização acumulada	(412.633)	(4.639)	(173.138)	(556.989)	(111.346)	(244.615)	-	(95.238)	-	(5.721)	-	(1.604.319)	(1.107.540)
Saldo líquido no final do exercício	3.656.328	12.994	447.908	938.414	132.673	1.154.088	623.036	157.973	21.071	22.304	34.848	7.201.637	7.356.304
Taxas médias anuais de amortização - %	3,0%	0,5%	4,5%	2,9%	20,0%	3,0%		3,0%		3,6%			

- (i) Em 14 de julho de 2025, a controlada Auren Comercializadora de Energia Ltda (“Auren Comercializadora”) concluiu um acordo societário para a aquisição da parcela remanescente de 50% do capital social da Way2 Serviços de Tecnologia S.A. (“Way2”), passando a deter 100% de participação acionária na referida empresa. Com base no estudo de PPA - *Purchase Price Allocation*, foram identificadas mais-valias da classe de carteira de clientes no montante de R\$ 56.256. E o valor remanescente do ajuste do valor justo de R\$ 114.189 foi alocado na classe de ágio da operação.

15 Empréstimos, financiamentos e debêntures

Política contábil

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos de transação incorridos, e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor total a pagar é reconhecido na demonstração do resultado durante o exercício em que os empréstimos e financiamentos estejam em aberto, utilizando-se da taxa de juros efetiva.

Determinados empréstimos podem ser mensurados ao valor justo por meio do resultado quando designados como objeto de *hedge* de valor justo, conforme a estratégia de gerenciamento de riscos da Companhia. Nesses casos, a designação é suportada por documentação formal da relação de *hedge*, e as variações no valor justo atribuíveis ao risco coberto são reconhecidas no resultado, de forma alinhada ao tratamento contábil aplicável para instrumentos financeiros derivativos utilizados para mitigar o risco de valor justo associado à taxa de juros.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Composição

Consolidado											
2025											
Modalidade	Encargos anuais médios	Circulante				Não circulante				Total	Valor justo (v)
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Encargos	Total		
Moeda Nacional											
BNDES - Complexo do Araripe III	TJLP+2,74%	73.374	(5.869)	2.801	70.306	678.206	(27.358)	-	650.848	721.154	626.009
BNDES - Complexo do Piauí I	TJLP+2,16%	57.137	(1.348)	1.674	57.463	428.527	(10.107)	-	418.420	475.883	347.711
BNDES - Sol do Piauí	IPCA+3,65%	10.066	(96)	299	10.269	180.346	(1.719)	-	178.627	188.896	146.332
BNDES - Complexo do Piauí II e III	IPCA+4,56%	91.853	(1.711)	3.418	93.560	1.676.317	(31.217)	-	1.645.100	1.738.660	1.437.033
Debêntures - 2ª emissão - Auren Energia	IPCA+6,30%	-	(1.130)	5.547	4.417	429.083	(8.384)	-	420.699	425.116	429.592
Debêntures - 3ª emissão - Auren Energia	CDI+0,55%	-	(2.640)	81.510	78.870	2.500.000	(12.759)	-	2.487.241	2.566.111	2.616.451
Debêntures - 12ª emissão - CESP	IPCA+4,30%	-	(5.014)	33.498	28.484	2.071.898	(18.386)	-	2.053.512	2.081.996	1.897.650
Debêntures - 13ª emissão - CESP	IPCA+6,17%	-	(3.559)	14.970	11.411	1.182.110	(25.993)	-	1.156.117	1.167.528	1.084.528
Debêntures - 14ª emissão - CESP	CDI+0,62%	-	(836)	120.603	119.767	2.100.000	(4.739)	-	2.095.261	2.215.028	2.211.815
BNB - CESP (i)	IPCA+5,76%	14.804	(263)	4.053	18.594	787.184	(5.272)	80.601	862.513	881.107	857.832
Debêntures - 2ª Emissão - Auren Participações (iii)	IPCA+7,45% com swap para o CDI - 0,50%	922	-	31.070	31.992	2.052.717	-	-	2.052.717	2.084.709	2.084.709
Debêntures - 3ª Emissão - Auren Participações (iv)	IPCA+6,92% com swap para o CDI - 0,90%	135	-	30.875	31.010	1.161.954	-	-	1.161.954	1.192.964	1.192.964
Debêntures - 1ª Emissão - Tucano Holding II	IPCA+6,06%	18.182	(748)	10.852	28.286	367.056	(11.030)	-	356.026	384.312	354.282
Debêntures - 1ª Emissão - Cajúna AB1	IPCA+7,07%	15.333	(2.889)	3.347	15.791	1.105.218	(50.562)	-	1.054.656	1.070.447	1.048.250
Debêntures - 1ª Emissão - Complexo Eólico Araripe	IPCA+9,24%	24.398	(968)	262	23.692	43.540	(1.453)	-	42.087	65.779	66.517
Debêntures - 1ª Emissão - Complexo Eólico Caetés	IPCA+8,86%	29.687	(591)	234	29.330	33.232	(591)	-	32.641	61.971	62.143
Debêntures - 1ª Emissão Potengi (1ª Série)	IPCA+7,37%	10.650	(1.041)	990	10.599	307.813	(15.621)	-	292.192	302.791	301.971
Debêntures - 1ª Emissão Potengi (2ª Série)	IPCA+7,04%	15.844	(622)	593	15.815	183.503	(9.955)	-	173.548	189.363	184.951
Debêntures - 1ª Emissão (1ª série) - Santa Tereza 07	IPCA+6,93%	28.357	(1.182)	12.805	39.980	607.010	(14.483)	-	592.527	632.507	614.181
Debêntures - 1ª Emissão (2ª série) - Santa Tereza 07	IPCA+7,08%	7.129	(443)	6.696	13.382	318.225	(7.644)	-	310.581	323.963	317.817
Debêntures - 2ª Emissão - Veleiros (1ª série)	IPCA+7,33%	1.090	(126)	548	1.512	83.561	(2.645)	-	80.916	82.428	82.758
Debêntures - 2ª Emissão - Veleiros (2ª série)	IPCA+6,93%	45	(169)	453	329	73.748	(2.521)	-	71.227	71.556	69.297
Debêntures - 8ª Emissão - Auren Operações	IPCA+6,02%	28.967	(1.114)	1.156	29.009	136.450	(3.805)	-	132.645	161.654	154.498
Debêntures - 9ª Emissão (1ª Série) - Auren Operações	CDI+1,00%	690.000	(1.006)	62.506	751.500	690.000	(252)	-	689.748	1.441.248	1.450.483
Debêntures - 9ª Emissão (2ª Série) - Auren Operações	IPCA+4,71%	-	(4.225)	12.626	8.401	914.788	(9.507)	-	905.281	913.682	854.691
Debêntures - 9ª Emissão (3ª Série) - Auren Operações	IPCA+4,71%	-	(1.283)	9.553	8.270	255.292	(2.887)	-	252.405	260.675	244.046
Debêntures - 11ª Emissão - Auren Operações	IPCA+6,49%	-	(1.473)	12.207	10.734	645.560	(16.574)	-	628.986	639.720	605.906
BNDES - Auren Operações	TJLP+2,58%	27.989	(160)	392	28.221	79.302	(453)	-	78.849	107.070	99.851
BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	TJLP+2,23%	22.029	(1.429)	363	20.963	81.146	(5.120)	-	76.026	96.989	88.124
BNDES - Complexo Eólico Cassino	TJLP+2,18%	16.901	(817)	330	16.414	77.463	(3.743)	-	73.720	90.134	80.618
BNDES - Complexo Eólico Araripe	TJLP+2,02%	49.774	(3.218)	1.257	47.813	341.102	(17.164)	-	323.938	371.751	342.687
BNDES - Complexo Eólico Caetés	TJLP+2,02%	47.932	(2.828)	1.210	46.314	328.468	(15.081)	-	313.387	359.701	312.080
BNDES - São Ricardo 01 (Subcrédito A)	8,20% (pré)	943	-	218	1.161	61.382	-	-	61.382	62.543	62.543
BNDES - São Ricardo 02 (Subcrédito A)	8,20% (pré)	1.185	-	258	1.443	77.121	-	-	77.121	78.564	78.564
BNDES - São Ricardo 01 (Subcrédito B)	IPCA+9,55%	199	(26)	63	236	15.434	(585)	-	14.849	15.085	15.085
BNDES - São Ricardo 02 (Subcrédito B)	IPCA+9,55%	250	(33)	78	295	19.391	(735)	-	18.656	18.951	18.951
BNB - Complexo Eólico Tucano (Anglo)	IPCA+2,66%	16.958	(271)	2.270	18.957	311.625	(5.045)	27.959	334.539	353.496	259.365
BNB - São Ricardo 03	IPCA+4,53%	828	(36)	496	1.288	122.098	(751)	2.272	123.619	124.907	112.597
BNB - São Ricardo 04	IPCA+4,53%	972	(33)	391	1.330	94.364	(699)	1.756	95.421	96.751	87.374
BNB - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	2,50% (pré)	14.759	(1.835)	397	13.321	90.446	(7.884)	1.035	83.597	96.918	68.878
FDNE - Santa Tereza 01	IPCA+2,93%	6.555	(125)	452	6.882	111.457	(2.123)	-	109.334	116.216	98.600
Moeda Estrangeira (ii)											
Scotiabank 4131 (2021) Auren Operações	USD+1,7786% com swap para o CDI+1,48%	190.065	-	864	190.929	-	-	-	-	190.929	189.472
		1.515.312	(51.157)	474.185	1.938.340	22.824.137	(354.847)	113.623	22.582.913	24.521.253	23.259.208

- (i) Nos contratos de financiamentos celebrados junto ao BNB há a previsão de um bônus de adimplência de 0,85% a.a., que será aplicado quando as parcelas das dívidas forem liquidadas até as datas de seus respectivos vencimentos.

-
- (ii) Para o empréstimo em moeda estrangeira, o saldo contábil atualizado considera o principal, juros e custos da transação.
- (iii) Em abril de 2025, a controlada direta Auren Participações contratou um instrumento derivativo do tipo swap de taxa de juros com o objetivo de trocar a variação atrelada à inflação acrescida de um spread (IPCA + 7,4515%) por uma variação baseada na taxa de mercado com desconto (CDI - 0,50%). Adicionalmente, a controlada direta Auren Participações designou como *hedge accounting* de valor justo as operações de empréstimos para os quais contratou instrumentos financeiros derivativos com o propósito de se proteger do risco de valor justo associado com a taxa de juros.
- (iv) Em agosto de 2025, a controlada direta Auren Participações contratou um instrumento derivativo do tipo swap de taxa de juros com o objetivo de trocar a variação atrelada à inflação acrescida de um spread (IPCA + 6,9164%) por uma variação baseada na taxa de mercado com desconto (CDI - 0,90%). Adicionalmente, a controlada direta Auren Participações designou como *hedge accounting* de valor justo as operações de empréstimos para os quais contratou instrumentos financeiros derivativos, com o propósito de se proteger do risco de valor justo associado com a taxa de juros.
- (v) A hierarquia do valor justo é nível 2.

Auren Energia S.A.
Notas explicativas
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado											
2024											
Modalidade	Encargos anuais médios	Circulante				Não circulante				Total	Valor justo
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Encargos	Total		
Moeda Nacional											
BNDES - Complexo do Araripe	TJLP+2,75%	66.997	(5.869)	2.801	63.929	732.924	(33.227)	-	699.697	763.626	610.728
BNDES - Complexo do Piauí I	TJLP+2,16%	55.737	(1.348)	1.706	56.095	473.762	(11.455)	-	462.307	518.402	409.655
BNDES - Sol do Piauí	IPCA+3,65%	9.288	(96)	250	9.442	175.709	(1.815)	-	173.894	183.336	249.058
BNDES - Complexo do Piauí II e III	IPCA+4,56%	87.833	(1.711)	3.151	89.273	1.690.803	(32.928)	-	1.657.875	1.747.148	931.881
Debêntures - 1ª emissão - Santo Estevão Holding - Auren Energia	IPCA+6,99%	13.946	(457)	6.349	19.838	183.629	(3.010)	-	180.619	200.457	193.239
Debêntures - 2ª emissão - Auren Energia	IPCA+6,30%	-	(1.130)	5.215	4.085	411.168	(9.515)	-	401.653	405.738	369.191
Debêntures - 3ª emissão - Auren Energia	CDI+0,55%	-	(2.640)	60.506	57.866	2.500.000	(15.399)	-	2.484.601	2.542.467	2.597.556
Debêntures - 4ª emissão - Auren Energia	CDI+1,10%	-	(7.998)	110.123	102.125	5.400.000	(22.662)	-	5.377.338	5.479.463	5.656.986
Debêntures - 12ª emissão - CESP	IPCA+4,30%	-	(5.014)	31.763	26.749	1.985.395	(23.400)	-	1.961.995	1.988.744	1.716.536
Debêntures - 13ª emissão - CESP	IPCA+6,17%	-	(3.624)	14.073	10.449	1.132.757	(29.475)	-	1.103.282	1.113.731	990.891
BNB - CESP (I)	IPCA+5,76%	11.602	(263)	2.595	13.934	801.992	(5.534)	67.005	863.463	877.397	1.069.894
Debêntures - 1ª Emissão - Tietê Eólica	IPCA+7,76%	22.874	(595)	68	22.347	-	-	-	-	22.347	23.014
Debêntures - 1ª Emissão - Tucano THII	IPCA+6,06%	14.886	(969)	10.725	24.642	369.121	(11.406)	-	357.715	382.357	333.108
Debêntures - 1ª Emissão - Cajuína AB1	IPCA+7,07%	17.860	(2.118)	2.964	18.706	1.073.672	(56.495)	-	1.017.177	1.035.883	925.747
Debêntures - 1ª Emissão - Araripe	IPCA+9,24%	19.852	(968)	298	19.182	65.096	(2.421)	-	62.675	81.857	85.664
Debêntures - 1ª Emissão - Caetés	IPCA+8,86%	26.074	(591)	291	25.774	60.287	(1.181)	-	59.106	84.880	83.821
Debêntures - 1ª Emissão - Potengi	IPCA+7,21%	8.748	(1.041)	887	8.594	305.140	(16.662)	-	288.478	297.072	283.681
Debêntures - 1ª Emissão (2ª série) - Potengi	IPCA+7,04%	17.447	(622)	564	17.389	191.007	(10.577)	-	180.430	197.819	8.089
Debêntures - 1ª Emissão - Santa Tereza 7	IPCA+6,98%	36.705	(1.625)	18.905	53.985	920.529	(23.752)	-	896.777	950.762	839.529
Debêntures - 2ª Emissão - Veleiros	IPCA+7,15%	1.638	(295)	968	2.311	151.707	(5.462)	-	146.245	148.556	128.799
Debêntures - 8ª Emissão - Auren Operações	IPCA+6,02%	25.564	(1.434)	1.243	25.373	158.496	(4.023)	-	154.473	179.846	169.515
Debêntures - 9ª Emissão - Auren Operações	IPCA+4,71%	-	(7.116)	20.926	13.810	1.121.128	(18.309)	-	1.102.819	1.116.629	1.013.586
Debêntures - 9ª Emissão - Auren Operações	CDI+1,00%	-	(1.327)	46.620	45.293	1.380.000	(949)	-	1.379.051	1.424.344	1.426.605
Debêntures - 10ª Emissão - Auren Operações	CDI+1,50%	-	(916)	4.641	3.725	750.000	(2.196)	-	747.804	751.529	756.594
Debêntures - 11ª Emissão - Auren Operações	IPCA+6,49%	-	(1.473)	28.444	26.971	618.552	(18.049)	-	600.503	627.474	564.519
BNDES - Complexo Ventus	TJLP+2,58%	27.294	(160)	452	27.586	104.627	(613)	-	104.014	131.600	131.600
BNDES - Complexo MS	IPCA+1,74%	21.482	(1.429)	403	20.456	100.613	(6.549)	-	94.064	114.520	114.520
BNDES - Cassino	TJLP+2,18%	16.481	(817)	355	16.019	92.022	(4.560)	-	87.462	103.481	103.481
BNDES - Araripe	TJLP+2,02%	44.940	(3.218)	1.370	43.092	381.173	(20.384)	-	360.789	403.881	403.881
BNDES - Caetés	TJLP+2,02%	43.277	(4.483)	1.319	40.113	367.056	(16.253)	-	350.803	390.916	390.916
BNB - Tucano II	IPCA+2,66%	16.797	(419)	2.634	19.012	328.582	(6.202)	29.481	351.861	370.873	370.873
BNB - Veleiros	IPCA+4,53%	9.744	(69)	892	10.567	214.352	(1.519)	-	212.833	223.400	223.400
BNB - Complexo MS	Pré-fixado (2,55%)	13.965	(1.834)	402	12.533	104.676	(9.719)	1.197	96.154	108.687	108.687
FDNE - Santa Tereza 01	IPCA+2,93%	7.999	(123)	1.062	8.938	116.383	(2.220)	-	114.163	123.101	123.101
Outros - Auren Operações	IPCA	27.227	-	-	27.227	-	-	-	-	27.227	27.227
Moeda Estrangeira (ii)											
Scotiabank 4131 - Auren Participações e Auren Operações	USD com swap para CDI + 1,53%	1.690.516	(36)	20.810	1.711.290	213.896	-	-	213.896	1.925.186	1.742.549
		2.356.773	(63.828)	405.775	2.698.720	24.676.254	(427.921)	97.683	24.346.016	27.044.736	25.178.121

		Controladora						
		2025						
		Circulante			Não circulante			
Modalidade	Encargos anuais médios	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Total	Valor justo
Debêntures - 2ª emissão	IPCA+6,30%	(1.130)	5.547	4.417	429.083	(8.384)	420.699	429.592
Debêntures - 3ª emissão	CDI+0,55%	(2.640)	81.510	78.870	2.500.000	(12.759)	2.487.241	2.616.451
		(3.770)	87.057	83.287	2.929.083	(21.143)	2.907.940	3.046.043

		Controladora						
		2024						
		Circulante			Não circulante			
Modalidade	Encargos anuais médios	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Total	Valor justo
Debêntures - 2ª emissão	IPCA+6,30%	(1.130)	5.215	4.085	411.168	(9.514)	401.654	369.191
Debêntures - 3ª emissão	CDI+0,55%	(2.640)	60.506	57.866	2.500.000	(15.399)	2.484.601	2.597.556
Debêntures - 4ª emissão	CDI+1,10%	(7.998)	110.123	102.125	5.400.000	(22.662)	5.377.338	5.656.986
		(11.768)	175.844	164.076	8.311.168	(47.575)	8.263.593	8.623.733

BNB – Banco do Nordeste

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

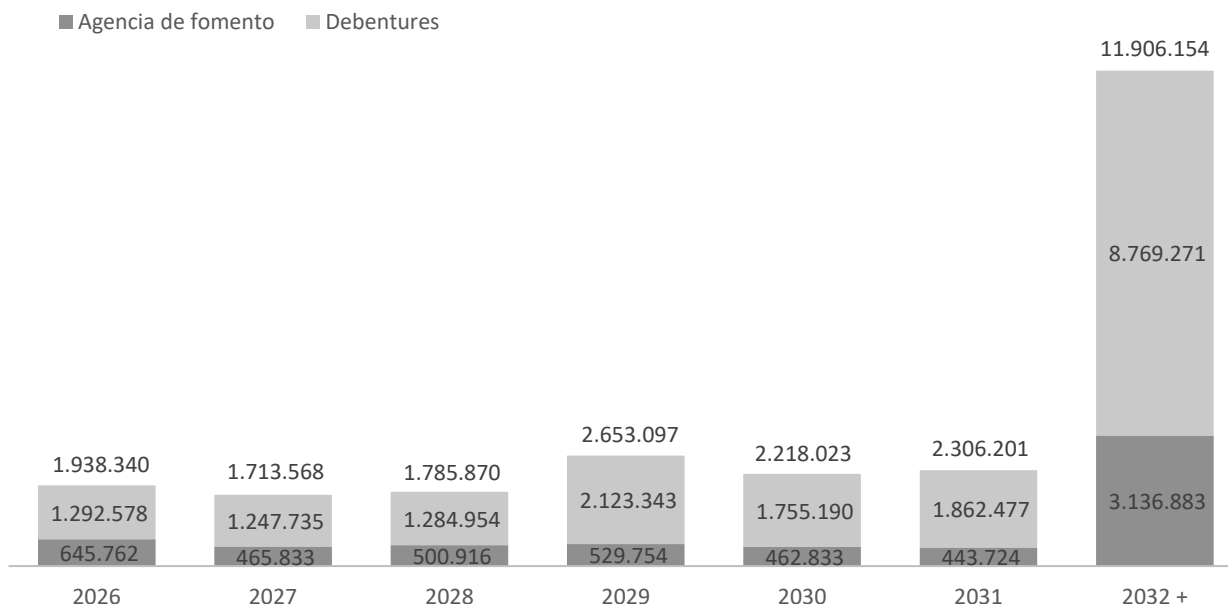
CDI – Certificado de Depósito Interbancário

FDNE – Fundo de Desenvolvimento do Nordeste

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo, fixada pelo Conselho Monetário Nacional

b) Perfil de vencimento – consolidado



O perfil de vencimento da dívida apresenta o saldo a ser pago, sendo considerada a amortização do principal e a projeção de juros.

c) Movimentação

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Saldo no início do exercício		27.044.736	6.351.834	8.427.669	393.670
Captações		5.432.764	10.009.688	-	8.300.000
Provisão de juros	7	2.212.289	810.107	724.504	233.660
Variação cambial		(122.564)	153.416	-	-
Atualização monetária	7	589.100	306.509	17.914	11.168
Apropriação de custos de captações	7	197.381	21.196	34.430	3.054
Adição dos custos de captação		(111.634)	(122.954)	-	(61.775)
Ajuste a valor justo (i)	7	15.877	-	-	-
Juros pagos		(2.138.868)	(682.969)	(813.290)	(152.108)
Liquidações		(8.597.828)	(2.137.464)	(5.400.000)	(300.000)
Empresa adquirida incluída na consolidação		-	12.335.373	-	-
Saldo no final do exercício		24.521.253	27.044.736	2.991.227	8.427.669

- (i) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia reconheceu uma variação negativa de R\$ 15.877 no resultado, decorrente da reavaliação do valor justo do passivo financeiro referente à 2ª e 3ª Emissão de Debêntures pela controlada direta Auren Participações.

d) Principais captações

						Liberação		A ser liberado
	Modalidade	Data da captação	Montante	Custo	Vencimento	2025	2024	
Complexo Sol de Jaíba	BNB	Setembro/2022	300.000	IPCA + 5,27% a.a.	Setembro/2046	-	120.000	-
	BNB	Junho/2023	200.000	IPCA + 5,73% a.a.	Julho/2047	-	31.792	-
	BNB	Dezembro/2023	330.000	IPCA + 5,78% a.a.	Janeiro/2047	-	284.709	45.291
	BNB	Junho/2024	30.000	IPCA + 11,00% a.a.	Outubro/2034	-	30.000	-
CESP	13º Debêntures	Março/2024	1.100.000	IPCA + 6,17% a.a.	Abril/2034	-	1.100.000	-
	14º Debêntures	Agosto/2025	2.100.000	CDI + 0,62% a.a.	Agosto/2032	2.100.000	-	-
Auren	2º Debêntures	Abril/2024	400.000	IPCA + 6,30% a.a.	Abril/2034	-	400.000	-
	3º Debêntures	Setembro/2024	2.500.000	CDI + 0,55% a.a.	Outubro/2031	-	2.500.000	-
	4º Debêntures	Outubro/2024	5.400.000	CDI + 1,10% a.a.	Outubro/2028	-	5.400.000	-
Sol do Piauí	BNDES	Outubro/2023	189.982	TLP + 3,65% a.a.	Novembro/2044	6.764	88.108	1.110
Santa Tereza 01	Empréstimos	Fevereiro/2024	67.770	IPCA + 2,93% a.a.	Dezembro/2043	-	55.079	12.691
Auren Participações S.A.	2º Debêntures	Abril/2025	2.000.000	IPCA + 7,45% a.a.	Abril/2035	2.000.000	-	-
	3º Debêntures	Agosto/2025	1.150.000	IPCA + 6,92% a.a.	Julho/2037	1.150.000	-	-
Complexo Eólico Cajuína	BNDES (Subcrédito A)	Novembro/2025	70.883	8,20% (pré) a.a.	Julho/2049	62.400	-	8.483
		Novembro/2025	88.604	IPCA +9,55%	Julho/2049	78.400	-	10.204
	BNDES (Subcrédito B)	Novembro/2025	22.452	8,20% (pré) a.a.	Julho/2049	19.600	-	2.852
		Novembro/2025	17.961	IPCA +9,55%	Julho/2049	15.600	-	2.361

e) Garantias

Modalidade	Ativo ou Projeto	Garantia
BNDES	- Ventos do Piauí I	Garantia prestada pela Votorantim S.A. e Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.;
		Contas reservas;
BNDES	- Ventos do Araripe III	Penhor dos ativos e ações;
		Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Ventos do Piauí II e III	Garantia prestada pela Auren Energia S.A. e Ventos de Santo Estevão Holding S.A.;
		Contas reservas;
BNDES	- Ventos do Piauí	Penhor dos ativos e ações;
		Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Ventos de São Tito	Garantia prestada pela Auren Participações S.A. e SPEs;
		Conta reserva;
BNDES	- Ventos de São Tomé	Alienação fiduciária de ações;
		Alienação fiduciária de equipamentos;
BNDES	- Mar e Terra	Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações;
		Fiança bancária.
BNDES	- Embuaca	Garantia prestada pela MS Participações Societárias S.A.;
		Conta reserva;
BNDES	- Icarai	Penhor de ativos e ações;
		Cessão fiduciária de direitos creditórios;
BNDES	- Bela Vista	Garantia prestada pela Santos Energia Participações e pela Auren Operações S.A.;
		Conta reserva;
BNDES	- São Jorge	Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
		Garantia prestada pela REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A. e Auren Participações S.A.;
BNDES	- São Cristóvão	Conta reserva;
		Penhor de ativos e ações;
BNDES	- Santo Antonio de Pádua	Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
		Garantia prestada pela REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A. e Auren Participações S.A.;
BNDES	- EOL Brisa	Conta reserva;
		Penhor de ativos e ações;
BNDES	- EOL Vento	Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
		Garantia prestada pela REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A. e Auren Participações S.A.;
BNDES	- EOL Wind	Conta reserva;
		Penhor de ativos e ações;
BNDES		Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.

Modalidade	Ativo ou Projeto	Garantia
BNDES	- Ventos de São Ricardo 01 - Ventos de São Ricardo 02	Garantia prestada pela Auren Energia S.A.; Contas reservas; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
Repasse	- Ventos do Araripe III	Garantia prestada pela Auren Energia S.A. e Ventos de Santo Estevão Holding S.A.; Contas reservas; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
Debêntures	- Ventos do Araripe III	Garantia prestada pela Auren Energia S.A.; Garantia prestada pelas SPEs do Complexo Eólico de Araripe III; Contas reservas; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
Debêntures	- Tucano Holding II - Cajuína AB1	Fidejussória Auren Participações
Debêntures	- Potengi - Potengi - 2ª emissão Debênture	Fidejussória Auren Participações e BRF
Debêntures	- Veleiros - Debênture 2ª emissão 1ª série - Veleiros - Debênture 2ª emissão 2ª série	Alienação fiduciária de ações; Alienação fiduciária de equipamentos; Cessão fiduciária de direitos.
Debêntures	- Ventos de Santa Tereza 07 - 1ª emissão, 1ª Série - Ventos de Santa Tereza 07 - 1ª emissão, 2ª Série	Alienação fiduciária de ações; Alienação fiduciária de equipamentos; Cessão de direitos.
Debêntures	- Ventos de São Tito - Ventos de São Tomé	Fiança bancária Conta reserva; Alienação fiduciária de ações; Alienação fiduciária de equipamentos; Cessão fiduciária de direitos creditórios.
Debêntures	- Tietê Eólica - 1ª emissão, 1ª Série - Tietê Eólica - 1ª emissão, 2ª Série	Conta reserva;
Debêntures	8ª Emissão de Debêntures	Conta reserva; Alienação fiduciária de ações; Cessão fiduciária de direitos.
BNDES	- Brasventos Eolo - Brasventos Miassaba - Rio dos Ventos 3	Conta reserva; Alienação fiduciária de ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios.
BNB	- Sol de Jalba - Tucano F1 - Tucano F2 - Tucano F3 - Tucano F4 - Ventos de São Ricardo 03 - Ventos de São Ricardo 04	Fiança bancária; Conta reserva;
BNB	- Mar e Terra - Embuaca - Icarai - Bela Vista	Garantia prestada pela MS Participações Societárias S.A.; Conta reserva; Penhor de ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações;
BB (FDNE)	- Ventos de Santa Tereza 01	Garantia prestada pela Auren Participações e BRF; Conta reserva; Alienação fiduciária de ações; Alienação fiduciária de equipamentos; Cessão fiduciária de direitos creditórios.
Debêntures	Auren Participações - 2ª e 3ª emissão	Fidejussória - Auren Energia S.A.

f) Condições restritivas

Alguns contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia possuem cláusulas restritivas financeiras e não financeiras.

As cláusulas restritivas financeiras podem incluir índice de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida sobre Ebitda Ajustado, e/ou Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD).

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, as condições contratuais foram integralmente cumpridas.

16 Fornecedores

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Circulante					
Energia comprada para revenda		963.188	689.610	-	-
Energia comprada para revenda - Partes relacionadas	23	19.072	16.660	-	-
Fornecedores de materiais e serviços		444.516	515.649	15.943	8.874
Fornecedores de materiais e serviços - Partes relacionadas	23	7.444	10.305	6.510	2.112
Encargos de uso da rede elétrica		27.764	73.286	-	-
		1.461.984	1.305.510	22.453	10.986

17 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos**Política contábil**

A Companhia e suas controladas estão sujeitas ao imposto de renda e a contribuição social. As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem o imposto e contribuição correntes e diferidos. O imposto sobre a renda e a contribuição social são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto e a contribuição social também são reconhecidos no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

Os encargos de imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições assumidas nas apurações de impostos sobre a renda e contribuição social com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais. O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do balanço.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por entidade com base em alíquotas e regras fiscais em vigor. A Companhia também reconhece provisões por conta de situações em que é provável que valores adicionais de impostos sejam devidos. Quando o resultado dessa avaliação é diferente dos valores inicialmente estimados e registrados, essas diferenças afetam os ativos e passivos fiscais atuais e diferidos no exercício em que o valor definitivo é determinado.

Algumas controladas indiretas dos complexos eólicos e solares, optaram pelo recolhimento do imposto de renda e contribuição social com base no lucro presumido e auferem seu lucro tributável com base na alíquota de presunção de 8% (IRPJ) e 12% (CSLL) sobre as receitas de venda de energia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia e suas controladas não identificaram efeitos contábeis com probabilidade provável de o tratamento fiscal não ser aceito, no âmbito do IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments* (ICPC 22).

(a) Reconciliação da despesa de IRPJ e da CSLL

Os valores de imposto de renda e de contribuição social demonstrados no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e 2024 apresentam a seguinte reconciliação com base na alíquota nominal:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(117.814)	530.373	(774.971)	201.455
Alíquotas nominais	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL calculados às alíquotas nominais	40.057	(180.327)	263.490	(68.495)
Ajustes para apuração do IRPJ e da CSLL efetivos				
Equivalência patrimonial	69.818	55.891	27.932	157.243
Prejuízo fiscal e base negativa sem constituição de diferido	(573.513)	(142.163)	(291.051)	(89.124)
Exclusões (adições) temporárias sem constituição de diferido	1.139	13.887	11.501	13.166
Efeitos de empresas tributadas pelo lucro presumido	27.253	(20.998)	-	-
Incentivo fiscal	1.523	3.220	-	-
Juros sobre capital próprio	-	(5.844)	-	(5.844)
Mais-valia	(35.593)		110.687	-
Outras exclusões (adições) permanentes, líquidas	29.255	17.830	(11.620)	42.537
IRPJ e CSLL apurados	(440.061)	(258.504)	110.939	49.483
Correntes	(330.940)	(172.128)	-	-
Diferidos	(109.121)	(86.376)	110.939	49.483
IRPJ e CSLL no resultado	(440.061)	(258.504)	110.939	49.483

(b) Composição dos saldos de impostos diferidos

Os saldos registrados até 31 de dezembro de 2025 de créditos diferidos sobre prejuízos fiscais de imposto de renda, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias das controladas CESP e Auren Operações estão suportados por projeções financeiras preparadas pela Administração da Companhia, para os períodos das respectivas concessões, as quais são revisadas anualmente, e demonstram, de forma consistente, a realização dos respectivos saldos.

As projeções adotam como premissas básicas de faturamento a quantidade física de energia (MWh) e preços contratados com distribuidoras através de leilões de energia, contratos de fornecimento de energia a consumidores livres, a manutenção do nível de despesas operacionais e consideram a redução de despesas financeiras, que comprovam a obtenção de lucros tributáveis futuros.

A estimativa utilizada para as análises tem como base o Planejamento estratégico que demonstra que as controladas terão lucros tributáveis superiores ao montante total de créditos fiscais, sendo possível recuperar os créditos diferidos constituídos em sua totalidade até 2039 na CESP e até 2032 na Auren Operações.

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Imposto de renda e contribuição social				
Prejuízos fiscais e base negativa	1.357.162	1.320.988	-	-
Créditos tributários sobre diferenças temporárias				
Provisão ativo regulatório	167.618	275.685	-	-
Provisão para litígios	256.327	300.931	-	-
Arrendamentos	3.567	5.992	-	-
Obrigações socioambientais	31.780	30.202	-	-
Créditos fiscais de ágios incorporados	38.382	48.476	-	-
Ressarcimento de energia	-	18.916	-	-
Outras provisões	121.501	111.654	-	-
Débitos tributários sobre diferenças temporárias				
Reconhecimento e realização de mais-valia	(796.654)	(877.568)	(1.128.169)	(1.238.856)
Ganho por compra vantajosa da CESP (i)	(312.805)	(312.805)	(312.805)	(312.805)
Repactuação de risco hidrológico	(412.554)	(446.697)	-	-
Atualização de saldo de depósitos judiciais	(15.873)	(14.300)	(21)	-
Ajuste a valor presente sobre alienação de investidas	(71.689)	(27.793)	(10.659)	(10.932)
Ajuste a valor presente de passivos ambientais	(4.959)	(9.643)	-	-
Contratos futuros de energia	(129.665)	(64.714)	-	-
Arrendamentos	(2.535)	(5.115)	-	-
Ativo imobilizado - taxa de depreciação	(13.642)	(17.786)	-	-
Juros capitalizados	(65.662)	(66.036)	-	-
Outros débitos	(1.122)	(20.872)	-	-
Efeito em outros resultados abrangentes				
Benefícios pós-emprego (i)	314.369	289.240	-	-
Custo atribuído de imobilizado	196.910	192.632	-	-
Hedge accounting	2.454	32.017	-	-
Líquido	662.910	763.404	(1.451.654)	(1.562.593)
Impostos diferidos ativos líquidos de mesma entidade jurídica	1.942.725	2.172.103	-	-
Impostos diferidos passivos líquidos de mesma entidade jurídica	(1.279.815)	(1.408.699)	(1.451.654)	(1.562.593)

- (i) Os saldos de impostos diferidos, na avaliação da Administração, se realizarão no curso normal dos negócios, e dentro do exercício de vigência das concessões detidas pelas controladas da Companhia, quando aplicável.

(c) **Movimentação do imposto de renda e contribuição social diferidos**

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Saldo no início do exercício		763.404	1.991.601	(1.562.593)	(664.580)
Efeitos de IRPJ e CSLL diferidos no resultado		(109.121)	(86.376)	110.939	49.483
Imposto diferido na alteração de caixa para competência - lucro presumido		(3.487)	-	-	-
Incorporação Esfera-mais-valia		-	(7.800)	-	-
Incorporação Auren Participações - mais-valia		-	(1.019.232)	-	(947.496)
Empresa adquirida incluída na consolidação	1.2.2(c)	1.332	180.766	-	-
Hedge accounting		(29.563)	(23.545)	-	-
Outros		(1.484)	-	-	-
Entidade de previdência à empregados		41.829	(272.010)	-	-
Saldo no final do exercício		662.910	763.404	(1.451.654)	(1.562.593)

(d) Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos

Um julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros esperados, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros esperados, segue abaixo estimativa de realização do tributo diferido ativo registrado sobre o prejuízo fiscal e base negativa em 31 de dezembro de 2025, com efeito em resultado:

	Consolidado				
	2026	2027	2028 a 2030	2031 a 2033	A partir de 2034 até 2039
Realização de diferido com efeito em resultado					
Prejuízo fiscal e base negativa	31.067	131.316	376.355	428.996	389.427
	31.067	131.316	376.355	428.996	389.427
					1.357.161

(e) Composição dos prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias sem diferido constituído

Os correspondentes impostos diferidos ativos não foram reconhecidos, tendo em vista que os impostos diferidos ativos são constituídos no limite da expectativa de realização dos lucros tributários futuros. Para os prejuízos e bases negativas de contribuição social detidos por empresas holdings, cujos resultados são majoritariamente gerados por despesas financeiras dedutíveis, a Companhia não constitui impostos diferidos ativos.

	Consolidado			
	Prejuízo fiscal e Base negativa de Contribuição Social		Diferenças Temporárias	Total Imposto diferido não contabilizado
	IRPJ	CSLL	IRPJ/CSLL	IRPJ/CSLL
Controladora	313.586	113.892	(113)	427.365
Demais Holdings	788.490	280.706	105.150	1.174.346
Total	1.102.076	394.598	105.037	1.601.711

18 Contratos futuros de energia**Política contábil**

A controlada Auren Comercializadora realizou operações de comercialização, os contratos de compra e venda de energia futura (trading) são classificados dentro do alcance do CPC 48 / IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, portanto são classificados como instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo na data em que o respectivo contrato é celebrado e são, subsequentemente, marcados a mercado ao seu valor justo, com contrapartida em outras receitas e despesas operacionais.

O valor justo desses instrumentos financeiros é estimado, em parte, nas cotações de preços futuros de energia publicadas em mercados ativos, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em parte, pelo uso de técnicas de avaliação, que consideram: (i) preços estabelecidos nas operações de compra e venda; (ii) margem de risco no fornecimento e (iii) preço de mercado projetado no exercício de disponibilidade. Sempre que o valor justo no reconhecimento inicial para esses contratos difere do preço da transação, um ganho ou perda de valor justo é reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas.

(a) Composição

	2025			Consolidado		
	Ativo	Passivo	Total	Ativo	Passivo	Total
Circulante	1.514.557	(1.293.731)	220.826	1.682.708	(1.425.595)	257.113
Não circulante	1.470.594	(1.373.197)	97.397	2.230.198	(2.296.975)	(66.777)
	2.985.151	(2.666.928)	318.223	3.912.906	(3.722.570)	190.336

(b) Movimentação

	Nota	Consolidado	
		2025	2024
Saldo líquido no início do exercício		190.336	181.347
Marcação a mercado dos contratos de energia		621.300	321.991
Realização		(493.413)	(308.921)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	6	127.887	13.070
Empresas adquiridas incluídas na consolidação		-	(4.081)
Saldo líquido no final do exercício		318.223	190.336

19 Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos**Política contábil****Obrigações de desmobilização de ativos**

Em consonância com o CPC 27 – Ativo imobilizado, a mensuração das obrigações para desmobilização de ativos envolve julgamento sobre diversas premissas. Sob o ponto de vista ambiental, refere-se às obrigações futuras de restaurar/recuperar o meio ambiente, para as condições ecologicamente similares às existentes, antes do início do projeto ou atividade ou de fazer medidas compensatórias, acordadas com os órgãos competentes, em virtude da impossibilidade do retorno a essas condições pré-existentes. Essas obrigações surgem a partir do início da degradação ambiental da área ocupada, objeto da operação ou a partir de compromissos formais assumidos com o órgão ambiental, cuja degradação precisa ser compensada. A desmontagem e retirada da operação de um ativo ocorre quando ele for permanentemente desativado, por meio de sua paralisação, venda ou alienação.

As obrigações consistem principalmente de custos associados com o encerramento das atividades dos parques eólicos. O custo de desmobilização de ativos, equivalente ao valor presente da obrigação (passivo), é capitalizado como parte do valor contábil do ativo, que é depreciado ao longo de sua vida útil. Estes passivos são registrados como provisões e são revisadas anualmente pelas controladas.

Licença ambiental

Na controlada CESP, os custos socioambientais relativos à Licença de Operação nº 121/2000 da UHE Porto Primavera renovada em 2018 são relacionados a atividades de monitoramento e conservação das áreas próximas as instalações da UHE incluindo reflorestamento e programas sociais. Para esses custos é elaborada a melhor estimativa para os desembolsos futuros, trazida a valor presente e registrada em contrapartida do ativo imobilizado. Esses custos serão amortizados pelo prazo da licença de operação (10 anos).

Termo de Ajuste de Conduta

O passivo ambiental deve ser reconhecido quando existe obrigação em custo ambiental ainda não desembolsado, desde que atenda ao critério de reconhecimento como uma obrigação. Portanto, esse tipo de passivo é definido como sendo uma obrigação presente que surgiu de eventos passados. Na controlada CESP, essas obrigações são relativas aos Termos de Ajuste de Conduta (“TAC”) firmados com Ministério Público e que não estão contidas nas condicionantes da Licença de Operação.

(a) Composição e movimentação

						Consolidado	
						2025	2024
	Nota	Desmobilização de ativos	Licença ambiental	Termo de Ajuste de Conduta	Obrigações socioambientais	(-) Ajuste a valor presente	Total
Saldo no início do exercício		2.902.627	188.205	34.789	71.197	(2.708.784)	488.034
Adições com efeito em ativo		-	-	-	-	-	-
Adições		-	-	-	-	-	-
Remensurações com efeito em ativo (i)		(1.699.340)	(50.919)	-	-	1.723.365	(26.894)
Remensurações		-	-	(3.837)	-	-	(3.837)
Reversões		-	-	-	(253)	-	(253)
Pagamentos		-	(18.043)	(4.027)	-	-	(22.070)
Realização do ajuste a valor presente	7	-	-	-	-	39.167	39.167
Empresas adquiridas incluídas na consolidação		-	-	-	-	-	-
Saldo no final do exercício		1.203.287	119.243	26.925	70.944	(946.252)	474.147
Circulante		-	28.563	8.569	3.347	-	40.479
Não circulante		1.203.287	90.680	18.356	67.597	(946.252)	433.668
		1.203.287	119.243	26.925	70.944	(946.252)	474.147

(i) Em 31 de dezembro de 2025, após a combinação de negócios, foi realizada a revisão das premissas da provisão para desmobilização dos ativos dos complexos eólicos e solares. Essa reavaliação resultou na redução do saldo provisionado em R\$ (1.699.340) e no reconhecimento de um ajuste a valor presente de R\$ 1.723.365, registrado como contrapartida no ativo imobilizado, no montante de R\$ (26.894). No caso dos complexos eólicos Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III, os custos estimados deixaram de ter os fluxos inflacionados e passaram a ser reajustados mensalmente pelo IPCA. Essa mudança torna as projeções econômicas mais aderentes à realidade e reduz as incertezas associadas a estimativas de longo prazo. O passivo foi mensurado a valor presente com base na taxa da NTN-B, sem projeção futura de IPCA e sem prêmio de risco. Como consequência, houve redução do Ajuste a Valor Presente (AVP) anteriormente registrado, com reflexo correspondente no ativo imobilizado.

20 Provisão de Ressarcimento

Política contábil

A conta de provisão de ressarcimento à CCEE reflete os efeitos sobre a geração de energia eólica e solar fora dos limites de tolerância estabelecidos (energia efetivamente gerada e a energia contratada). Tais variações fora dos limites implicam no registro por estimativa de ativos ou passivos contratuais e são reconhecidos no resultado como ajuste positivo ou negativo da receita, na rubrica “Receita bruta de venda de energia”. A Administração da Companhia e suas controladas entendem que a análise do atendimento a estes limites é uma estimativa significativa.

Parques eólicos

(a) Ressarcimento anual

Contratos de Leilão de energia reserva: Caso a energia fornecida no ano, seja inferior a 90% da energia contratada anualmente, o valor do ressarcimento total incluirá a) O valor do ressarcimento equivalente a aplicação do preço contratual vigente no momento da apuração sobre o montante em MWh que for inferior aos 90%, b) e uma penalidade, equivalente a aplicação de até 15% do preço contratual vigente sobre o montante em MWh que for inferior aos 90%. Caso a energia fornecida seja superior a 130% da energia contratada, as controladas receberão o valor equivalente a

70% do preço contratual vigente sobre o montante em MWh. Em ambos os casos, o acerto financeiro ocorre em 12 parcelas mensais a partir do segundo mês do próximo ciclo anual, mediante liquidação das faturas mensais emitidas pelas controladas à CCEE.

Contratos de Leilão de energia nova: Caso a energia fornecida no ano, seja inferior a 90% da energia contratada anualmente, o valor do ressarcimento será equivalente ao maior valor entre o preço contratual vigente, no ciclo base de apuração, e o PLD médio do mesmo exercício, aplicado sobre o montante em MWh que for inferior aos 90%. Tais acertos financeiros, dependendo do leilão, ocorrem ou em 12 parcelas mensais ou via dedução parcial ou integral da receita, sendo que neste caso, o número de parcelas pode variar caso o montante a ser deduzido seja maior que a receita mensal, ambos a partir do segundo mês do próximo ano contratual. Caso a energia fornecida seja superior à energia contratada, as faixas estarão compreendidas entre 130% e 100%, de acordo com o ano atual de apuração do ressarcimento quadrienal, sendo que os limites de tolerância são: 130% no primeiro ano, 120% no segundo ano, 110% no terceiro ano ou 100% no quarto ano. Para esses casos, a Companhia receberá o valor equivalente a aplicação do PLD sobre o montante em MWh conforme limite de tolerância, em parcela única a partir do segundo mês do próximo ano contratual, mediante liquidação das faturas mensais emitidas pelas controladas da Companhia à CCEE.

(b) Ressarcimento quadrienal

Contratos de Leilão de energia reserva: Caso a energia fornecida seja inferior a 100% da energia contratada no final de cada quadriênio, o valor do ressarcimento total incluirá a) O valor do ressarcimento equivalente a aplicação do preço contratual vigente sobre o montante em MWh que for inferior aos 100% e superior a 90% do montante contratado, b) e uma penalidade, equivalente a aplicação de até 6% do preço contratual vigente aplicado sobre o montante em MWh que for inferior aos 100% e superior a 90% do montante contratado, dado que o ressarcimento anual captura os desvios inferiores a 90%. Caso a energia fornecida seja superior a 100% da energia contratada, as controladas receberão o valor equivalente a aplicação do PLD sobre o montante em MWh, ou pode carregar o saldo para o próximo quadriênio, ou vender para um outro vendedor do mesmo leilão. O acerto financeiro para energia fornecida abaixo dos limites ocorre em 12 parcelas mensais e o acerto financeiro para energia gerada acima dos limites ocorre em 24 parcelas mensais, ambos a partir do segundo mês do último ano contratual de cada ciclo quadrienal, mediante liquidação das faturas mensais emitidas pelas controladas à CCEE.

Contratos de Leilão de energia nova: Caso a energia fornecida seja inferior a 100% da energia contratada no final de cada quadriênio, o valor do ressarcimento será equivalente ao maior valor entre o preço contratual vigente no último ano do ciclo base de apuração acrescido de 6% e o PLD médio do quadriênio de apuração aplicado sobre o montante em MWh que for inferior aos 100% e superior a 90% do montante, dado que o ressarcimento anual captura os desvios inferiores a 90%. O acerto financeiro para energia fornecida abaixo dos limites, dependendo do leilão, ocorre ou em 12 parcelas mensais ou via dedução parcial ou integral da receita, sendo que neste caso, o número de parcelas pode variar caso o montante a ser deduzido seja maior que a receita mensal, em ambos os casos a partir de fevereiro do ano subsequente ao último ano contratual de cada quadriênio, mediante liquidação das faturas mensais emitidas pelas controladas da Companhia à CCEE. Não há acerto financeiro quadrienal para energia fornecida acima dos limites, uma vez que, nessa hipótese, os valores serão liquidados nos critérios enquadrados no ressarcimento anual.

Parques solares

Para os parques do Complexo Solar Guaimbê (LER 2014), Complexo Solar Boa Hora (LER 2015) e Complexo Solar AGV (LEN 2017), os ressarcimentos por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância - 10%) de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente. Os ressarcimentos por desvios negativos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em

12 parcelas mensais uniformes, após possíveis compensações com parques superavitários, valorado a 106% do preço contratual vigente. A receita variável por desvios positivos (acima da faixa de tolerância de 15%) de geração serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 30% do preço contratual vigente. A receita variável que estiver na faixa de tolerância de 15% de geração será recebida em 12 parcelas, após possíveis compensações com parques deficitários, valorado ao preço contratual vigente.

(c) Ressarcimento a receber e provisão de ressarcimento

				Consolidado	
				2025	2024
	Nota	Ressarcimento anual	Ressarcimento quadrienal	Total	Total
Saldo no início do exercício		897.396	515.132	1.412.528	430.285
Provisão / (reversão)	5	363.032	68.489	431.521	128.426
Amortização (i)		(233.550)	(61.454)	(295.004)	(104.375)
Atualização monetária	7	14.678	25.664	40.342	18.320
Outros		-	-	-	1.155
Empresas adquiridas incluídas na consolidação		-	-	-	938.717
Saldo no final do exercício		1.041.556	547.831	1.589.387	1.412.528
Ativo					
Circulante		-	-	-	3.203
Não circulante		-	-	-	6.038
		-	-	-	9.241
Passivo					
Circulante		689.814	211.093	900.907	961.966
Não circulante		351.742	336.738	688.480	459.803
		1.041.556	547.831	1.589.387	1.421.769
Saldo		1.041.556	547.831	1.589.387	1.412.528

- (i) A ANEEL, publicou em 23 de março de 2021 a Resolução Normativa nº 927 de 2021, posteriormente consolidada, sem alterações, pela REN 1030/2022, regulamentando a metodologia de cálculo da energia não fornecida decorrente de *constrained-off* de usinas eólicas. A regulamentação também definiu as condições necessárias para a cobrança dos ressarcimentos referentes ao período “provisório” do *constrained-off* eólico, abrangendo eventos de restrição de geração anteriores a outubro de 2021.

Em 23 de dezembro de 2022, a CCEE divulgou o comunicado nº 970/22, apresentando o cronograma de reapurações dos ressarcimentos referentes ao período “provisório”, limitado aos eventos de janeiro de 2018 a setembro de 2021. As reapurações ocorreram de junho de 2023 a junho de 2024.

Em 12 de setembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.073/2023, que adicionou à REN 1.030/2022 diretrizes análogas às aplicadas às usinas eólicas, porém destinadas à apuração e pagamento do *constrained-off* para as usinas solares. Essa norma também estabeleceu um período transitório relativo aos eventos ocorridos antes de abril de 2024 para as usinas de fonte solar.

Entretanto, os pagamentos foram suspensos em julho de 2024 devido à ausência de regras de comercialização específicas para o período “definitivo” do *constrained-off* eólico, relativo aos eventos de restrição de geração ocorridos a partir de outubro de 2021.

Em 24 de dezembro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 1.109/2024, derivada da Consulta Pública nº 22/2022, estabelecendo as regras de comercialização aplicáveis ao período “definitivo”.

Em 19 de maio de 2025, a CCEE publicou o Comunicado CO 372/25, estabelecendo o cronograma de operacionalização das recontabilizações e ressarcimentos dos CERs e CCEARs associados ao constrained-off de usinas eólicas, à luz da metodologia definitiva.

Em 25 de Novembro de 2025, foi publicada a Lei 15.269/2025, originada da Medida Provisória nº 1.304/2025, instituindo um “acordo” para os ressarcimentos por constrained-off exigidos por usinas eólicas e solares no período entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025. Conforme previsto na lei, esse acordo será formalizado por meio de um Termo de Compromisso firmado entre o Poder Concedente e os agentes de geração afetados, sendo que os ressarcimentos serão custeados por montantes financeiros devidos por geradores com desvios negativos de geração nos Contratos de Energia de Reserva (CER) e nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs). A minuta do Termo passou por Consulta Pública aberta pelo MME ainda em 2025.

O cronograma publicado no CO 372/25 foi posteriormente revisado pelo CO 937/2025, em 15 de dezembro de 2025. No entanto, em 30 de dezembro de 2025, diante da iminente abertura da Consulta Pública do MME relativa ao Termo de Compromisso, a CCEE publicou o CO 971/25 suspendendo esses ressarcimentos até a publicação de nova regulamentação.

A Consulta Pública MME nº 210/2025, voltada à discussão do referido Termo de Compromisso, foi aberta em 31 de dezembro de 2025, com prazo para contribuições até 16 de janeiro de 2026. Até o momento, não houve desfecho por parte do MME, de modo que os ressarcimentos previstos no CO 971/25 permanecem suspensos, aguardando a definição regulatória.

No contexto desta Consulta Pública e da complexidade da matéria, mesmo diante do comunicado de suspensão da CCEE, o MME encaminhou carta à ANEEL solicitando avaliação sobre a suspensão supracitada. Diante disso, foi instaurado processo cautelar, aprovado e formalizado por meio do despacho nº 148/2026, publicado pela ANEEL em 26 de janeiro de 2026.

Apesar de a suspensão ter sido estabelecida por período limitado, há percepção de que esse prazo poderá ser prorrogado até a definição das condições decorrentes da Consulta Pública do MME, de modo que os recursos possam ser direcionados à cobertura dos custos de compensação dos geradores.

21 Provisão para litígios

Política contábil

As controladas possuem processos administrativos e judiciais em diferentes esferas, tribunais e instâncias, de natureza trabalhista, tributária, cível e ambiental, e baseada na opinião de seus assessores legais e em análises realizadas internamente, constituiu provisões para aquelas demandas cuja probabilidade de perda é estimada como provável.

As provisões para as perdas classificadas como prováveis, são reconhecidas contabilmente, desde que: (i) haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada), decorrente de eventos passados; (ii) seja provável que haverá saída de recursos para liquidar a obrigação; e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado com segurança. Os processos cuja probabilidade de perda é classificada como possível e não são provisionados, têm os respectivos montantes divulgados em nota explicativa. As estimativas de risco atribuídas a processos judiciais são baseadas na avaliação e fundamentada na opinião, de seus consultores jurídicos internos e externos.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, refletindo as avaliações atuais do mercado, do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. Variações na estimativa dos valores provisionados são reconhecidas no resultado do exercício.

(a) Composição e movimentação

						Consolidado	
						2025	2024
	Nota	Cíveis	Trabalhistas	Ambientais	Tributárias	Total	Total
Saldo no início do exercício		714.732	75.016	61.231	24.796	875.775	984.380
Atualização monetária	7	26.780	7.799	7.852	2.176	44.607	29.261
Provisão / reversão	6	(91.507)	(16.642)	53.160	6.186	(48.803)	(159.614)
(-) Pagamentos		(39.460)	(4.853)	(100)	(4.403)	(48.816)	(66.012)
Empresa adquirida incluída na consolidação		-	-	-	-	-	87.760
Saldo no final do exercício		610.545	61.320	122.143	28.755	822.763	875.775
Circulante		19.709	39.118	57.824	2.695	119.346	81.968
Não circulante		590.836	22.202	64.319	26.060	703.417	793.807
		610.545	61.320	122.143	28.755	822.763	875.775

O contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, pois sua mensuração é atrelada ao andamento das respectivas ações judiciais e acordos com as contrapartes. Desse modo, a Companhia e suas controladas buscam refletir em suas demonstrações financeiras, com o mínimo de defasagem possível, o status atual das perdas consideradas como prováveis.

(b) Processos com probabilidade de perdas consideradas possíveis

			Consolidado	
			2025	2024
Tributárias			1.841.807	1.788.195
Cíveis			1.087.365	894.379
Ambientais			285.426	292.431
Trabalhistas			48.158	35.341
			3.262.756	3.010.346

A Companhia classifica os pedidos das ações individualmente, o que quer dizer que o mesmo processo poderá receber classificação de provisão para determinado pedido do litígio e classificação de perda possível para outro pedido do mesmo processo.

Neste cenário, considerando os pedidos cujo risco foi classificado como perda possível, destacam-se aqueles relativos aos processos de natureza tributária e cível, que, em conjunto, representam 89% (oitenta e nove por cento) do risco.

Tributárias: dos 217 processos administrativos e judiciais cuja natureza é tributária, a soma dos pedidos classificados com risco possível é de R\$1.841.807. Neste universo de casos, 81% do risco possível está concentrado em discussões administrativas e judiciais que envolvem (i) amortização fiscal de ágio decorrente de aquisições e incorporações realizadas pela Companhia; (ii) compensação de prejuízos fiscais supostamente efetuada em desconformidade com os limites legais; e (iii) adoção do regime cumulativo para a apuração das contribuições de PIS/COFINS em contrato bilateral celebrado com previsão de reajuste de preços pelo IGPM.

Cível: existem 476 ações indenizatórias, de obrigação de pagar e/ou fazer, além daquelas classificadas com natureza imobiliária e regulatória, o risco possível total é de R\$1.087.365. Neste universo de casos, aqueles de natureza regulatória representam 42% do risco, concentrando, em 49 processos, R\$ 459.832.

Independentemente do prognóstico, a Companhia e suas controladas continuam atentas a oportunidades de acordos e negociações que se mostrem atrativas e viáveis, buscando a redução do passivo contencioso, e sempre de acordo com critérios técnicos e disciplina financeira.

A Administração da Companhia e de suas controladas, embasada em pareceres de seus assessores legais, entende não haver riscos significativos futuros que não estejam cobertos por provisões suficientes em suas demonstrações financeiras ou que possam resultar em impacto significativo no seu fluxo de caixa.

22 Benefícios pós-emprego

As controladas CESP e Auren Operações patrocinam planos de aposentadoria aos seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários com o objetivo de suplementar os benefícios fornecidos pelo sistema oficial da previdência social. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela CESP e Auren Operações.

Os planos de benefícios foram constituídos na modalidade de plano de Benefício Definido (BD) e, também, de Contribuição Definida (CD). O plano de benefícios BD mais relevante das controladas CESP e Auren Operações é o denominado BSPS (Benefício Suplementar Proporcional Saldado), constituído em 1997.

Política contábil

Os valores dos compromissos atuariais relacionados ao plano BD (contribuições, custos, passivos e ou ativos) e CD são calculados anualmente por atuário independente com data base que coincide com o encerramento do exercício e são registrados conforme previsto no CPC 33 (R) / IAS 19 – Benefícios a Empregados.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de benefício pós-emprego é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, reduzido o valor justo dos ativos do plano.

Os ganhos e perdas atuariais são registrados diretamente no Patrimônio líquido sob a rubrica “Outros Resultados Abrangentes”. Esses ganhos e perdas atuariais são apurados no término de cada exercício com base no relatório de atuário independente.

Diferenças entre as metodologias PREVIC e CPC 33

O comparativo das metodologias de cálculo segundo o CPC 33 e a metodologia PREVIC - Resolução CNPC nº 30/2018 e Portaria PREVIC nº 300, de 12/04/2019, está demonstrado abaixo:

Metodologia	Relatório CPC 33 (R1)	PREVIC
Metodologia de Cálculo do Passivo Atuarial	Utilizado o método atuarial Crédito Unitário Projetado para apurar o valor presente da obrigação do plano.	O método Agregado Ortodoxo foi utilizado para a avaliação de todos os benefícios dos subplanos BSPS e BD. Com relação ao subplano CV, o método atuarial adotado para a avaliação de todos os benefícios foi o de Capitalização Individual.
Metodologia de Definição da Taxa de Desconto	Taxa definida com base nos títulos de longo prazo (NTN-Bs) posicionados em 31/12/2025	A taxa real de juros foi definida com base em um estudo técnico e está em conformidade com o intervalo estabelecido pela Portaria Previc nº 343/2025. No plano PSAP/CESP em decorrência da implementação da estratégia de imunização, verificou-se a elevação da taxa de juros atuarial apresentada em estudo técnico. Essa taxa foi aprovada nos órgãos de Governança competentes.

Também é apresentado o comparativo das hipóteses atuariais nas duas metodologias na mensuração do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2025:

CESP

Hipóteses	Relatório CPC 33 (R1)	PREVIC
Taxa de desconto anual	7,39% a.a.	6,28% a.a.
Taxa de inflação anual de longo prazo	3,50% a.a.	3,50%
Crescimento Real dos Salários	N/A em função do saldamento do plano	N/A em função do saldamento do plano
Crescimento Real da Unidade de Referência	3,50% a.a.	N/A
Mortalidade Geral	AT-2000 Basic, segregada por sexo	AT-2000 Basic, segregada por sexo
Mortalidade de Inválidos	AT - 49 - Masculina agravada em 10%	AT 49 agravada em 10%
Entrada em Invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%	UP-84 Modificada suavizada em 60%, masculina
Rotatividade	N/A em função do saldamento do plano	N/A em função do saldamento do plano
Entrada em Aposentadoria	Tempo de Serviço junto a Previdência Social - Homens: 35 anos / Mulheres: 30 anos	Tempo de Serviço junto a Previdência Social - Homens: 35 anos / Mulheres: 30 anos
Composição Familiar	Tempo de filiação ao plano - 15 anos ExpCF_2014	Tempo de filiação ao plano - 15 anos ExpCF_2014

Auren Operações

Hipóteses	Relatório CPC 33 (R1)	PREVIC
Taxa de desconto anual	7,27% a.a.	5,43% a.a.
Taxa de inflação anual de longo prazo	3,50% a.a.	3,50% a.a.
Crescimento Real dos Salários	N/A em função do saldamento do plano	N/A em função do saldamento do plano
Crescimento Real da Unidade de Referência	3,50% a.a.	N/A
Mortalidade Geral	AT-2000 Basic, segregada por sexo	AT-2000 Basic, segregada por sexo
Mortalidade de Inválidos	AT - 49 - Masculina agravada em 10%	AT 49 agravada em 10%
Entrada em Invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%	UP-84 Modificada suavizada em 60%, masculina
Rotatividade	N/A em função do saldamento do plano	N/A em função do saldamento do plano
Entrada em Aposentadoria	Tempo de Serviço junto a Previdência Social - Homens: 35 anos / Mulheres: 30 anos	Tempo de Serviço junto a Previdência Social - Homens: 35 anos / Mulheres: 30 anos
Composição Familiar	Tempo de filiação ao plano - 15 anos ExpCF_2014	Tempo de filiação ao plano - 15 anos ExpCF_2014

Considerando as hipóteses acima, o passivo atuarial de CESP e Auren Operações em 31 de dezembro de 2025, calculado com base no CPC 33 é de R\$ 946.394, enquanto o passivo atuarial estimado com base na metodologia PREVIC seria de R\$ 972.135, sendo R\$ 929.006, correspondente à CESP e R\$43.129 à Auren Operações.

Demonstração do passivo a ser registrado de acordo com CPC 33 (R1) / IAS 19.

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente em 31 de dezembro de 2025, seguindo os critérios determinados pelo CPC 33 (R1) / IAS 19, a composição de ativos e passivos relativos à cobertura dos planos de benefícios definidos – BD é como segue:

Premissas atuariais

CESP

	2025			2024		
	BSPS	BD	CV	BSPS	BD	CV
Premissas:						
Taxa utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	11,15%	11,15%	11,15%	11,42%	11,42%	11,42%
Taxa de retorno esperado sobre os ativos do plano	11,15%	11,15%	11,15%	11,42%	11,42%	11,42%
Taxa real utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	7,39%	7,39%	7,39%	7,65%	7,65%	7,65%
Taxa de crescimento salarial	N/A em função do saldamento do plano			N/A em função do saldamento do plano		
Taxa de inflação de longo prazo	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Taxa de rotatividade	N/A em função do saldamento do plano			N/A em função do saldamento do plano		
Tábua de mortalidade	AT 2000 segregada por sexo			AT 2000 segregada por sexo		
Tábua de entrada em invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%			Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%		
Tábua de mortalidade de inválidos	AT - 1949 - Masculina agravada em 10%			AT - 1949 - Masculina agravada em 10%		
Quantidade de participantes:						
Nº de participantes ativos	13	47	23	17	56	56
Nº de participantes inativos - aposentados sem ser por invalidez	3.333	1.606	911	3.420	1.625	917
Nº de participantes inativos - aposentados por invalidez	90	42	14	94	42	14
Nº de participantes inativos - pensionistas	1.081	218	75	1.072	210	69

Auren Operações

	2025				2024		
	BSPS	BD	CV	PIA	BSPS	BD	CV
Premissas:							
Taxa utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%
Taxa de retorno esperado sobre os ativos do plano	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%	11.02%
Taxa real utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	7.27%	7.27%	7.27%		7.27%	7.27%	7.27%
Taxa de crescimento salarial	N/A	N/A	N/A	6.09%	N/A	N/A	N/A
Taxa de inflação de longo prazo	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
Taxa de rotatividade	N/A	N/A	N/A		N/A	N/A	N/A
Tábua de mortalidade	AT 2000 segregada por sexo				AT 2000 segregada por sexo		
Tábua de entrada em invalidez	UP-84 Modificada Masculina suavizada em 60%				UP-84 Modificada Masculina suavizada em 60%		
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina agravada em 10%,				AT-49 masculina agravada em 10%,		
Quantidade de participantes:							
Nº de participantes ativos	16	158	22	440	30	190	180
Nº de participantes inativos - aposentados sem ser por invalidez	377	401	173	-	376	397	160
Nº de participantes inativos - aposentados por invalidez	10	11	5	-	10	11	5
Nº de participantes inativos - pensionistas	73	76	30	-	61	64	26

Avaliação atuarial

Na avaliação atuarial dos planos foi adotado o método do crédito unitário projetado. O ativo líquido dos planos de benefícios é avaliado pelos valores de mercado (marcação a mercado).

Plano BSPS – Cobertura vigente até 31 de dezembro de 1997

Trata-se de cobertura na modalidade de Benefício Definido relativa a um Benefício Saldado em 31 de dezembro de 1997 abrangendo, portanto, somente os participantes inscritos até aquela data, e que tinha como base a cobertura de 100% da média salarial final. A responsabilidade pelas insuficiências atuariais é exclusiva das Patrocinadoras CESP e Auren Operações.

Plano BD – Cobertura vigente após 31 de dezembro de 1997

Trata-se de cobertura na modalidade de Benefício Definido, na base de 70% da média salarial final aos inscritos após 31 de dezembro de 1997 e proporcional tempo de serviço acumulado após 31 de dezembro de 1997 para os inscritos até esta data. A responsabilidade pelas insuficiências atuariais é de acordo com a legislação vigente, que atualmente remete à proporção das contribuições feitas ao plano entre Patrocinador de um lado e participantes (incluindo os assistidos) de outro, o que resulta em menos do que 50% como responsabilidade da Patrocinadora CESP, já que os autos patrocinados estão incluídos entre os participantes.

Na Auren Operações, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros *déficits*.

Plano CV – Cobertura vigente após 31 de dezembro de 1997

Trata-se de suplementação adicional que será concedida concomitantemente com os demais benefícios e terá como base o saldo da conta de aposentadoria total do participante, multiplicado por um fator de conversão, que dependerá da opção do participante. As opções de recebimento de renda são:

1. Renda mensal vitalícia sem continuação aos beneficiários;
2. Renda mensal vitalícia com continuação aos beneficiários;
3. Renda mensal por prazo certo que poderá ser de 10, 15 ou 20 anos;
4. Renda mensal em percentual do saldo de 0,10% a 2,00%

O participante poderá optar por receber até 25% do saldo da conta em pagamento único, desde que o saldo remanescente não gere uma renda inferior a 10% da unidade de referência.

Programa de incentivo à aposentadoria

A controlada Auren Operações possui Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA), previsto em seu acordo coletivo. O aderente ao PIA receberá os seguintes benefícios: indenização variável equivalente a 0,3 do último salário base por ano de trabalho prestado à Companhia, limitado a 10 salários; 12 meses de auxílio alimentação; 18 meses de assistência médica hospitalar e odontológica aos empregados e seus dependentes diretos.

Cálculo e movimentações

Análise de sensibilidade	Consolidado				
	BSPS	BD	CV	PIA	Total
Obrigação de benefício definido se:					
Taxa de desconto for reduzida em 0,5%	5.048.984	950.736	128.432	4.136	6.128.152
Taxa de desconto for aumentada em 0,5%	4.738.363	870.679	115.356	3.786	5.724.398

Fluxos de caixa projetados	Consolidado				
	BSPS	BD	CV	PIA	Total
Estimativa das contribuições da patrocinadora para o plano no ano seguinte	154.368	4.172	2.255	-	160.795
Pagamentos esperados de benefícios dos planos:					
2026	571.621	83.028	10.794	637	665.443
2027	578.295	92.333	16.504	-	687.132
2028	583.554	95.242	16.925	290	695.721
2029	587.423	98.368	17.318	164	703.109
2030	589.564	101.182	17.669	510	708.415
2031 a 2035	2.908.928	549.366	93.644	2.968	3.551.938

Valor justo dos ativos do plano de benefícios	Consolidado				
	BSPS	BD	CV		
	2025	2024	2025	2024	2025
Ativos					
Recebível	952.094	1.185.096	3.134	9.762	1.263
Investimento	4.052.402	4.141.456	1.065.894	1.024.172	68.467
	5.004.496	5.326.552	1.069.028	1.033.934	69.730
Passivos					
Obrigações	(137.847)	(135.234)	(7.849)	(6.122)	(783)
Fundos não previdenciais	(1.764)	(1.446)	-	-	(503)
Saldos de conta CD	-	-	(5.017)	(3.844)	(39.293)
Valor justo	4.864.885	5.189.872	1.056.162	1.023.968	29.151

(a) Conciliação dos ativos e passivos

	Consolidado				
	BSPS	BD	CV	PIA	Total
Valor da obrigação atuarial líquida	4.888.995	909.211	121.657	-	5.919.863
Valor justo dos ativos dos planos	(3.936.500)	(1.055.637)	(137.393)	-	(5.129.530)
Valor presente das obrigações atuariais	-	-	-	3.955	3.955
Excedente irrecuperável (efeito do teto de ativos)	-	146.426	5.680	-	152.106
Total do passivo líquido	952.495	-	(10.056)	3.955	946.394

(b) Demonstração do passivo atuarial

		2025				
	Nota	BSPS	BD	CV	PIA	Total
Saldo inicial do valor presente das obrigações		4.877.926	909.530	121.793	8.496	5.917.745
Custo do serviço corrente	22(d)	-	(195)	40	662	507
Juros sobre a obrigação atuarial	22(d)	524.191	97.663	12.880	854	635.588
Contribuições dos participantes do plano		-	601	-	-	601
Benefícios pagos		(605.198)	(88.634)	(12.135)	(579)	(706.546)
(Ganhos) /perdas atuariais	22(e)	92.076	(184)	1.983	(5.478)	88.397
Obrigação total no período		4.888.995	918.781	124.561	3.955	5.936.292
Saldo inicial do valor justo dos ativos do plano		(4.012.523)	(909.530)	(126.921)	-	(5.048.974)
Juros sobre ativos do plano	22(d)	(433.283)	(111.293)	(13.903)	-	(558.479)
Contribuições do patrocinador		(138.827)	(4.846)	(1.947)	-	(145.620)
Contribuições dos participantes do plano		-	(601)	-	-	(601)
Benefícios pagos pelo plano		605.197	88.633	12.136	-	705.966
Rendimento dos ativos do plano	22(e)	42.936	(9.730)	(6.758)	-	26.448
Valor justo dos ativos dos planos		(3.936.500)	(947.367)	(137.393)	-	(5.021.260)
Juros sobre o superavit irrecuperável		-	13.437	325	-	13.762
Mudança no superavit irrecuperável durante o período		-	15.149	2.451	-	17.600
Total do passivo líquido		952.495	-	(10.056)	3.955	946.394

		2024				
	Nota	BSPS	BD	CV	PIA	Total
Saldo inicial do valor presente das obrigações		5.722.086	1.066.473	145.543	10.258	6.944.360
Custo do serviço corrente	22(d)	-	(377)	51	927	601
Juros sobre a obrigação atuarial	22(d)	493.416	93.519	12.734	895	600.564
Contribuições de participantes		142	397	419	-	958
Benefícios pagos		(593.943)	(83.257)	(12.368)	(746)	(690.314)
(Ganhos) /perdas atuariais	22(e)	(743.775)	(176.795)	(27.489)	(2.838)	(950.897)
Valor Presente das obrigações atuariais		-	-	-	-	-
Obrigação total no período		4.877.926	899.960	118.890	8.496	5.905.272
Saldo inicial do valor justo dos ativos do plano		(4.089.800)	(995.893)	(121.575)	-	(5.207.268)
Juros sobre ativos do plano	22(d)	(352.406)	(87.229)	(10.656)	-	(450.291)
Contribuições de participantes		(142)	(397)	(419,00)	-	(958)
Contribuições do patrocinador		(136.140)	(5.836)	(2.075)	-	(144.051)
Benefícios pagos pelo plano		593.943	83.256	12.369	-	689.568
Rendimento dos ativos do plano	22(e)	(27.978)	(11.700)	(4.565)	-	(44.243)
Valor justo dos ativos dos planos		(4.012.523)	(1.017.799)	(126.921)	-	(5.157.243)
Juros sobre o superavit irrecuperável		-	-	-	-	120.742
Total do passivo líquido		865.403	(117.839)	(8.031)	8.496	868.771

(c) Movimentação do passivo atuarial

		Consolidado	
	Nota	2025	2024
Saldo inicial do período		868.771	1.633.085
Custo do serviço corrente		507	(171)
Juros sobre a obrigação atuarial	7	90.871	142.553
Contribuições pagas		(146.199)	(134.324)
Atualização de mensuração atuarial		132.444	(877.700)
Empresa adquirida incluída na consolidação		-	105.328
Saldo final do período		946.394	868.771

(d) Componentes do resultado do exercício

						Consolidado
					2025	2024
	BSPS	BD	CV	PIA	Total	Total
Custo do serviço corrente	-	(196)	40	663	507	(171)
Custo de juros sobre a obrigação	524.192	97.663	12.881	852	635.588	554.818
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(433.283)	(111.293)	(13.903)	-	(558.479)	(412.265)
Juros sobre o superávit irrecuperável	-	13.437	325	-	13.762	1.210
Total do resultado do exercício	90.909	(389)	(657)	1.515	91.378	143.592

(e) Movimentação de outros resultados abrangentes (ORA)

	Nota						Consolidado
		BSPS	BD	CV	PIA	2025	2024
Ganho atuarial de evolução do passivo, incluindo liquidações rotineiras		11.548	(16.608)	(454)	(5.765)	(11.279)	49.204
Ganho atuarial de alterações de premissas		80.528	16.424	2.437	287	99.676	(1.000.101)
Rendimento de ativos (maior)/menor que os juros líquido reconhecido		42.935	(9.730)	(6.758)	-	26.447	(44.243)
Mudança no superávit irrecuperável		-	15.148	2.452	-	17.600	120.742
Atualização de contribuições pagas		-	-	-	-	-	(3.302)
Movimento em ORA durante o exercício		135.011	5.234	(2.323)	(5.478)	132.444	(877.700)
Efeitos de tributos diferidos		(45.904)	(1.780)	790	1.863	(45.031)	298.418
Efeito líquido em outros resultados abrangentes	24.4	89.107	3.454	(1.533)	(3.615)	87.413	(579.282)

(f) Despesa / (receita) estimada para 2026 (não auditado)

Abaixo é demonstrada a despesa estimada para o exercício seguinte, com base na avaliação de atuário independente em 31 de dezembro de 2025:

						Consolidado
						2026
	BSPS	BD	CV	PIA	Total	
Custo atual do serviço	-	(852)	13	396	(443)	
Juros sobre o efeito do teto do (ativo) / passivo do plano	97.571	(242)	(1.247)	401	96.483	
Despesa estimada para o exercício	97.571	(1.094)	(1.234)	797	96.040	

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23

Partes relacionadas

	Nota	Consolidado									
		Ativo		Passivo		Vendas e serviços (Nota 5)		Compras, serviços e outros		Resultado financeiro	
		2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Contas a receber de clientes - Venda de energia e serviços	11										
Votorantim Cimentos S.A.		66.934	69.280	-	-	514.346	608.701	-	-	-	-
Votorantim Cimentos N/NE S.A.		2.609	2.817	-	-	316.512	244.460	-	-	-	-
Companhia Brasileira de Alumínio		49.504	71.845	-	-	559.624	511.676	-	-	-	-
CBA Itapissuma Ltda.		-	1.768	-	-	25.378	22.315	-	-	-	-
Citrosuco S.A. Agroindústria		10.935	12.388	-	-	89.803	56.791	-	-	-	-
Citrosuco Serviços Portuários S.A.		-	-	-	-	4.898	3.486	-	-	-	-
Pollarix S.A.		3.102	3.170	-	-	36.522	37.430	-	-	-	-
Campos Novos Energia S.A.		2.083	-	-	-	12.362	2.098	-	-	-	-
CBA Energia Participações S.A.		3.129	3.213	-	-	36.846	37.940	-	-	-	-
Votorantim Cimentos Machadinho Energia Ltda.		-	-	-	-	1.630	-	-	-	-	-
Gud Comercializadora de Energia S.A.		6.653	-	-	-	10.517	-	-	-	-	-
Nexa Recursos Minerais S.A.		648	3.856	-	-	7.754	14.938	-	-	-	-
Concessionária da linha 4 do Metrô de São Paulo S.A.		-	-	-	-	16.363	-	-	-	-	-
Concessionária das linhas 5 e 17 do Metrô de São Paulo S.A.		-	-	-	-	18.242	-	-	-	-	-
Concessionária das linhas 8 e 9 do Sistema De Trens Metropolitanos de São Paulo S.A.		-	-	-	-	5.327	-	-	-	-	-
Nexa Energy Comercializadora de Energia Ltda.		-	-	-	-	1.366	-	-	-	-	-
Altire Empreendimentos e Investimentos Imobiliário S.A		34	27	-	-	354	323	-	-	-	-
Tucano Holding III (Joint Venture)		1.827	844	-	-	11.463	555	-	-	-	-
		147.458	169.208	-	-	1.669.307	1.540.713	-	-	-	-
Outros ativos - Gestão administrativa e operacional											
Tucano Holding III (Joint Venture)		3.797	4.507	-	-	1.845	3.332	-	-	-	-
		3.797	4.507	-	-	1.845	3.332	-	-	-	-
Dividendos a receber											
CBA Energia Participações S.A.		18.536	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pollarix S.A.		133.344	8.094	-	-	-	-	-	-	-	-
Tucano Holding III (Joint Venture)		635	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Way2 Serviços de Tecnologia S.A.		-	771	-	-	-	-	-	-	-	-
		152.515	8.865	-	-	-	-	-	-	-	-
Alienação de participação de investidas											
Companhia Brasileira de Alumínio		30.531	39.894	45.004	43.491	-	-	-	-	925	1.339
CBA Itapissuma Ltda.		8.301	10.786	11.953	11.555	-	-	-	-	211	464
Votorantim Cimentos S.A.		18.025	31.552	39.989	38.388	-	-	-	-	(691)	545
Citrosuco S.A. Agroindústria		-	27.289	56.307	53.350	-	-	-	-	1.006	15.543
		56.857	109.521	153.253	146.784	-	-	-	-	1.451	17.891
Doações											
Instituto Votorantim		-	-	-	-	-	-	(2.533)	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	(2.533)	-	-	-

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Consolidado									
		Ativo		Passivo		Vendas e serviços (Nota 5)		Compras, serviços e outros		Resultado financeiro	
		2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fornecedores - compras de energia	16										
Companhia Brasileira de Alumínio		-	-	7.113	5.870	-	-	(76.007)	(62.903)	-	-
Citrosuco S.A. Agroindústria		-	-	3.903	2.643	-	-	(39.974)	(22.091)	-	-
Votorantim Cimentos N/NE S.A.		-	-	-	-	-	-	(25.062)	(4.292)	-	-
Nexa Recursos Minerais S.A.		-	-	-	-	-	-	-	(761)	-	-
Votorantim Cimentos S.A.		-	-	7.563	7.539	-	-	(82.085)	(84.508)	-	-
CBA Energia Participações S.A.		-	-	-	608	-	-	(6.330)	(4.410)	-	-
Concessionária das linhas 8 e 9 do Sistema de Trens Metropolitanos de São Paulo S.A.		-	-	-	-	-	-	(3.323)	-	-	-
Viterra Bioenergia S.A.		-	-	-	-	-	-	(3.546)	(5.384)	-	-
Pollarix S.A.		-	-	-	-	-	-	-	(5.390)	-	-
ARN Comercializadora de Energia Ltda.		-	-	-	-	-	-	-	(4.340)	-	-
Tucano Holding III (Joint Venture)		-	-	493	-	-	-	(7.098)	(2.719)	-	-
		-	-	19.072	16.660	-	-	(243.425)	(196.798)	-	-
Fornecedores - serviços	16										
Interávia Táci Aéreo Ltda.		-	-	-	-	-	-	(181)	(36)	-	-
Way2 Serviços de Tecnologia S.A.		-	-	-	203	-	-	-	(2.060)	-	-
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.		-	-	-	23	-	-	(310)	(550)	-	-
Votorantim S.A.		-	-	7.357	10.079	-	-	(43.534)	(30.510)	-	-
Centro de Excelência - Projetos Ltda		-	-	87	-	-	-	(4.472)	-	-	-
Reservas Votorantim Ltda.		-	-	-	-	-	-	(1.821)	-	-	-
Banco Votorantim S.A.		-	-	-	-	-	-	-	-	6.082	-
		-	-	7.444	10.305	-	-	(50.318)	(33.156)	6.082	-
Dividendos a pagar											
Votorantim S.A.		-	-	-	23.039	-	-	-	-	-	-
CPP Investments		-	-	-	36.995	-	-	-	-	-	-
Outros		-	-	44.091	27.994	-	-	-	-	-	-
		-	-	44.091	88.028	-	-	-	-	-	-
Adiantamento de clientes											
Votorantim Cimentos S.A.		-	-	225	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Brasileira de Alumínio		-	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Tucano Holding III (Joint Venture)		-	-	279	279	-	-	-	-	-	-
		-	-	524	279	-	-	-	-	-	-
Saldo a pagar pela aquisição de Esfera											
Outros acionistas		-	-	1.936	13.495	-	-	-	-	-	-
		-	-	1.936	13.495	-	-	-	-	-	-
Repasso de custos partes relacionadas											
Gud Comercializadora de Energia S.A.		2.012	7.384	-	-	-	7.384	-	-	-	-
		2.012	7.384	-	-	-	7.384	-	-	-	-
		362.639	299.485	226.320	275.551	1.671.152	1.551.429	(296.276)	(229.954)	7.533	17.891

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Controladora									
		Ativo		Passivo	Compras, serviços e outros		Resultado financeiro		
	Nota	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Dividendos a receber									
Auren Comercializadora de Energia Ltda.		73.506	39.622	-	-	-	-	-	-
CESP Companhia Energética de São Paulo		79.754	256.001	-	-	-	-	-	-
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.		14.326	7.281	-	-	-	-	-	-
CBA Energia Participações S.A.		18.536	-	-	-	-	-	-	-
Pollarix S.A.		133.344	8.094	-	-	-	-	-	-
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.		12.818	1.371	-	-	-	-	-	-
MRTV Energia S.A.		982	982	-	-	-	-	-	(152)
		333.266	313.351	-	-	-	-	-	(152)
Alienação de investidas									
Companhia Brasileira de Alumínio		30.531	39.893	45.004	43.491	-	-	925	1.339
Votorantim Cimentos S.A.		18.025	31.552	39.989	38.388	-	-	(691)	545
CBA Itapissuma Ltda.		8.301	10.786	11.953	11.555	-	-	211	464
		56.857	82.231	96.946	93.434	-	-	445	2.348
Fornecedores de serviços									
Votorantim S.A.	16	-	-	3.604	1.951	(10.423)	(7.601)	-	-
WAY2 Serviços de Tecnologia Ltda.		-	-	151	161	(1.191)	(515)	-	-
Centro de Excelência - Projetos Ltda.		-	-	87	-	(4.472)	(625)	-	-
CESP Companhia Energética de São Paulo		-	-	2.668	-	(3.392)	-	-	-
Interávia Táxi Aéreo Ltda.		-	-	-	-	(141)	-	-	-
		-	-	6.510	2.112	(19.619)	(8.741)	-	-
Dividendos a pagar									
Votorantim S.A.		-	-	-	23.038	-	-	-	-
CPP Investments		-	-	-	36.995	-	-	-	-
Outros		-	-	447	-	-	-	-	-
		-	-	447	60.033	-	-	-	-
Mútuo com controladas									
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.		-	17.818	-	-	-	-	800	7.238
		-	17.818	-	-	-	-	800	7.238
Rateio de projetos									
Votorantim S.A.		-	-	1.936	-	-	-	-	-
Auren Comercializadora de Energia Ltda.		-	-	143	-	-	-	-	-
		-	-	2.079	-	-	-	-	-
Outros									
Repasso de custos partes relacionadas (i)									
CESP Companhia Energética de São Paulo		42.555	52.131	706	9.563	49.898	41.577	-	-
Auren Participações S.A.		1.931	-	-	-	-	-	-	-
Auren Comercializadora de Energia Ltda.		21.465	23.372	1.407	4.071	20.326	16.117	-	-
Complexo Solar Sol de Jaíba		15.551	16.433	1.428	-	7.873	6.462	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí I		4.631	7.117	-	-	7.952	7.117	-	-
Complexo Eólico Ventos do Araripe III		19.607	10.513	-	-	11.747	10.513	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí III		11.121	6.151	-	-	6.420	6.151	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí II		14.641	7.663	-	-	9.016	7.663	-	-
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.		4.096	3.559	-	-	644	529	-	-
Complexo Cajuína		3.039	-	-	-	-	-	-	-
		138.637	126.939	3.541	13.634	113.876	96.129	-	-
		528.760	540.339	109.523	169.213	94.257	87.388	1.245	9.434

(i) Refere-se, principalmente a rateios de despesas compartilhadas de mão de obra e de serviços de tecnologia.

23.1 Remuneração do pessoal chave da Administração

As despesas relacionadas a remuneração do pessoal-chave da Administração estão apresentadas no quadro a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Remuneração fixa e variável (i)	62.656	77.238	54.261	42.099
Encargos sociais	7.567	8.995	6.399	4.885
	70.223	86.233	60.660	46.984

- (i) É composta pela remuneração fixa (salários e honorários, férias e 13º salário), variável (bônus, incentivos de longo prazo e participação nos resultados), e dos benefícios com assistência médica e odontológica, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Conforme a definição prevista na Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia consideram-se Pessoal-Chave da Administração os membros: (i) da Diretoria Estatutária (composta por quatro membros) e não estatutária e (ii) do Conselho de Administração (composto por oito membros).

24 Patrimônio líquido**24.1 Capital social**

O capital social integralizado em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 6.187.772, dividido em 1.050.377.974 ações ordinárias, composto pelos seguintes acionistas:

	Consolidado e controladora		
	Capital social integralizado	Quantidade de ações - em unidades	
		Ordinárias	%
Acionistas Controladores			
Votorantim	2.392.502	406.128.639	38,66%
CPP Investments (i)	1.888.647	320.598.907	30,52%
Administradores	3	503	0,00%
	4.281.152	726.728.049	69,19%
Outros			
Ações em circulação	1.872.158	317.799.925	30,26%
Ações em tesouraria	34.462	5.850.000	0,56%
	1.906.620	323.649.925	30,81%
	6.187.772	1.050.377.974	100%

- (i) Incluindo participação detida por Muskoka Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Responsabilidade Limitada Book.

24.2 Reserva de capital

Em 31 de dezembro 2025 a Companhia apresenta saldo no montante de R\$ 5.991.134 de reserva de capital (R\$ 5.979.917 em 31 de dezembro de 2024) composto por (i) efeito da incorporação reversa da antiga controladora em conjunto da Companhia Votorantim Geração de Energia S.A. ("VGE") no montante de R\$ 1.260.581, (ii) R\$ 268.739 referente a ágio na emissão de novas ações, (iii) efeito da incorporação de ações da CESP, no montante de R\$ 4.442.608 e (iv) R\$ 19.206 referente ao Plano de Outorga de Ações Restritas da Companhia, sendo que R\$ 11.217 foi a movimentação ocorrida em 2025.

24.3

Reserva de lucros

	Consolidado e controladora	
	2025	2024
Reserva legal (i)	209.632	209.632
Retenção de lucros (ii)	50.280	714.312
	259.912	923.944

- (i) A reserva legal é constituída pela apropriação de 5% do lucro líquido do exercício social ou saldo remanescente, limitado a 20% do capital social. Sua finalidade é assegurar a integridade do capital social. Ela poderá ser utilizada somente para compensar prejuízo ou aumentar o capital. Quando a Companhia apresentar prejuízo no exercício, não haverá constituição de reserva legal.
- (ii) O saldo do lucro que não tenha destinação compulsória a outras reservas e que não seja destinado ao pagamento de dividendos é destinado à conta de retenção de lucros prevista no estatuto social da Companhia que terá por fim assegurar recursos para financiar aplicações adicionais de capital fixo e circulante e expansão das suas atividades sociais e de suas empresas controladas e coligadas, até que tal reserva atinja o valor equivalente a 80% (oitenta por cento) da cifra do capital, observado o disposto no artigo 199 da Lei nº 6.404/76 e alterações posteriores.

24.4

Ajuste de avaliação patrimonial

O saldo de outros componentes do resultado abrangente no montante de R\$ 129.104 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 163.680 em 31 de dezembro de 2024) refere-se principalmente ao reflexo proporcional dos ajustes referente ao *Hedge accounting* e passivo atuarial reconhecido com base no CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados das controladas CESP e Auren Operações.

	Controladora	
	2025	2024
Saldo no início do exercício	163.680	(409.321)
Ganho (perda) com instrumentos designados como hedge de fluxo de caixa	52.852	(5.570)
Ganho (perda) de benefício pós-emprego - reflexo	(87.413)	579.282
Outros resultados abrangentes	(15)	790
Ganho (perda) de participação de investida	-	(1.501)
	(34.576)	573.001
Saldo no final do exercício	129.104	163.680

24.5 Distribuição de lucros

Os dividendos mínimos obrigatórios são reconhecidos como um passivo nas demonstrações financeiras ao fim do exercício, com base no estatuto social.

Qualquer valor acima do mínimo obrigatório, somente é provisionado na data de aprovação pelos acionistas em Assembleia Geral. Quando a Companhia apresentar prejuízo no exercício não haverá distribuição de dividendos.

A Companhia realiza a destinação do resultado com 25% de dividendos mínimos obrigatórios sobre o lucro líquido do exercício, após dedução da reserva legal.

	Controladora	
	2025	2024
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(664.032)	250.938
(-) Reserva legal - 5%	-	(12.547)
Lucro (prejuízo) ajustado do exercício (Saldo para distribuição de dividendos)	(664.032)	238.391
(-) Dividendos mínimos obrigatórios - 25% conforme estatuto	-	59.598
(=) Saldo de lucros acumulados	(664.032)	178.793
(-) Retenção (absorção) de lucros (prejuízos)	664.032	(178.793)
(=) Saldo	-	-

24.6 Ações em tesouraria

Em 24 de novembro de 2025, o Conselho de Administração aprovou a abertura do novo programa de recompra de ações, por meio do qual a Companhia foi autorizada a adquirir até 450.000 (quatrocentos e cinquenta mil) ações ordinárias de sua própria emissão ("2º Programa de Recompra").

O 2º Programa de Recompra teve como objetivo a aquisição, pela Companhia, de ações de sua própria emissão, para permitir o cumprimento de suas obrigações de correntes do Plano de Outorga de Ações Restritas da Companhia, conforme aprovado em Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária realizada em 28 de abril de 2023, podendo tais ações ser mantidas em tesouraria, alienadas ou canceladas, sem redução do capital social da Companhia, respeitado o disposto no § 1º do artigo 30 da Lei das S.A., e na Resolução CVM nº 77.

As demais informações sobre o 2º Programa de Recompra, exigidas nos termos do Anexo G da Resolução CVM n.º 80, de 29 de março de 2022, encontram-se descritas na Ata de Reunião do Conselho de Administração de 24 de novembro de 2025, disponível no site de Relações com Investidores da Companhia e no sistema da Comissão de Valores Mobiliários.

O programa de recompra foi finalizado em 23 de dezembro de 2025, perfazendo um total de R\$ 5.543, com um preço médio por ação de R\$ 12,32 (em Reais).

24.7 Participação dos acionistas não controladores

O saldo em 31 de dezembro de 2025 de R\$ 1.266.701 é composto pelo efeito das operações nas controladas indiretas Guaimbê Holding, Veleiros Holding e Potengi Holding, e ajuste a valor justo referente a combinação de negócios, no valor de R\$ 198.826.

a) Acordo de acionistas – Guaimbê Holding

■ Emissão de ações preferenciais

A Auren Operações S.A., controlada indireta da Companhia, firmou em 17 de março de 2021 e 03 de janeiro de 2022 Acordos de Investimento (“Acordos”), por meio dos quais o Itaú Unibanco S.A. (“Itaú”) subscreveu ações preferenciais decorrentes de aumento de capital realizados na Guaimbê Solar Holding S.A. (“Guaimbê Holding”), subsidiária da Auren Operações, nos montantes de R\$ 855.000 e R\$ 360.000, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2025, as participações societárias da Auren Operações e do Itaú eram de 76,59% e 23,41%, respectivamente.

Os dividendos atribuíveis aos acionistas preferencialistas não refletem proporcionalmente suas participações societária e são calculados com base nos lucros da subsidiária. Conforme previsto no acordo de acionistas, os acionistas preferencialistas têm direito a até 75% do lucro auferido pela Companhia, nos termos da Lei das S.A. e desde que aprovado em Assembleia Geral. A distribuição de resultados não ocorre de forma automática, estando sujeita à aprovação da Assembleia Geral por maioria do capital votante.

Na data-base 31 de dezembro de 2025, a Guaimbê Holding aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a distribuição de dividendos intermediários e intercalares no montante total de R\$ 168.056 (R\$194.748 em 31 de dezembro de 2024). Desse valor, R\$ 126.042 são destinados ao acionista não controlador Itaú (R\$146.061 em 31 de dezembro de 2024).

■ Opção de compra (“Call”): mensuração do valor justo e reconhecimento

O acordo de acionistas concede à Auren Operações uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Guaimbê Holding detidas pelo Itaú, cujo valor justo é mensurado por meio do método de fluxo de caixa descontado.

Em 20 de dezembro de 2024, foi celebrado o 2º aditamento ao acordo de acionistas, conferindo à Auren Operações o direito de exercer a opção de compra de até 50% das ações entre 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2026 e, de até 100% das ações, no período de 1º de janeiro de 2027 e 30 de abril de 2031. Adicionalmente, o fator de atualização para o cálculo do preço de exercício da opção foi reduzido para 100% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), a partir de 1º de novembro de 2024, cujo valor correspondia a R\$ 1.034.670 em 31 de dezembro de 2025 (R\$1.100.270 em 31 de dezembro de 2024).

Em 31 de dezembro de 2025, a Auren Operações procedeu à mensuração do valor justo da opção de compra e concluiu que ela se encontrava fora do preço (“*out of the money*”), não havendo, portanto, qualquer valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

■ Opção de venda contingente

Adicionalmente, o acordo de acionistas estabelece que o Itaú detém uma opção de venda contingente, cujo exercício está condicionado exclusivamente à ocorrência de determinados eventos materiais adversos definidos no Acordo. Dessa forma, trata-se de um direito potencial e não caracteriza uma obrigação financeira. Consequentemente, não há qualquer valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025, a participação do Itaú no patrimônio da Guaimbê Holding corresponde ao montante de R\$ 1.009.649 (R\$ 1.014.199 em 31 de dezembro de 2024).

b) Veleiros Holdings

Tem como acionista não controlador a Unipar Indupa do Brasil S.A., com a participação de 49,50%, no montante de R\$29.524 (R\$ 32.566 em 31 de dezembro de 2024).

A participação minoritária decorre de um contrato de autoprodução firmado entre as partes, por meio do qual se estruturou a participação da Unipar na sociedade.

Existe uma classe de ações preferenciais, detida pela controlada direta Tucano Holding I S.A., que possui direito a 90% do lucro líquido da Veleiros Holdings, distribuído via dividendos.

Assim, o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida pela Controladora é de 90%, independentemente do percentual de participação societária.

c) Potengi Holdings

Tem como acionista não controlador a BRF S.A., com a participação de 50%, no montante de R\$28.701 (R\$ 29.703 em 31 de dezembro de 2024).

A participação minoritária decorre de um contrato de autoprodução firmado entre as partes, por meio do qual se estruturou a participação da BRF na sociedade.

Existe uma classe de ações preferenciais, detida pela controlada direta Tucano Holding I S.A., que possui direito a 78% do lucro líquido da Potengi Holdings, distribuído via dividendos.

Assim, o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida pela Controladora é de 78%, independentemente do percentual de participação societária.

24.8 Lucro por ação**(a) Básico**

	2025	2024
Resultado atribuível aos acionistas controladores	(664.032)	250.938
Média ponderada da quantidade de ações no período – em milhares	1.044.528	1.050.378
Resultado básico por ação ordinária - R\$	(0,63572)	0,23890

(b) Diluído

O resultado diluído por ação é calculado mediante o ajuste da média ponderada das ações ordinárias em circulação, presumindo-se a conversão de todas as ações ordinárias que causariam a diluição

	2025	2024
Resultado atribuível aos acionistas controladores	(664.032)	250.938
Quantidade média ponderada de ações no período - em milhares	1.044.528	1.050.378
Número ponderado médio de ações potenciais - em milhares	5.119	1.983
Média ponderada da quantidade de ações (diluída) – em milhares	1.049.647	1.052.361
Resultado diluído por ação ordinária - R\$	(0,63262)	0,23845

25 Instrumento financeiro e gestão de risco

25.1 Instrumentos financeiros por categoria

(a) Ativos financeiros – classificação, reconhecimento e mensuração

A Companhia e suas controladas classificam seus ativos financeiros sob as seguintes categorias: custo amortizado, valor justo por meio do resultado e valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. A administração determina a classificação dos ativos financeiros da empresa no reconhecimento inicial.

(i) Custo amortizado

Instrumentos financeiros mantidos em um modelo de negócios cujo objetivo seja obter fluxos de caixa contratuais e seus termos contratuais deem origem a fluxos de caixa que sejam exclusivamente o pagamento de principal e juros. Os instrumentos nessa classificação são mensurados ao custo amortizado.

(ii) Valor justo por meio do resultado

Têm como característica a sua negociação ativa e frequente nos mercados financeiros. Esses instrumentos são mensurados por seu valor justo, e suas variações são reconhecidas no resultado do exercício.

(iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes

Instrumentos financeiros que satisfaçam o critério de termos contratuais, que deem origem a fluxos de caixa que seja exclusivamente o pagamento de principal e juros e seja mantido em um modelo de negócios, cujo objetivo seja atingido tanto pela obtenção de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda do ativo financeiro. Os instrumentos nessa classificação são mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, quando aplicável.

(b) Passivos financeiros – classificação, reconhecimento e mensuração

A Companhia e suas controladas classificam seus passivos financeiros nas seguintes categorias: (i) mensurados ao custo amortizado e (ii) valor justo por meio do resultado. Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado incluem instrumentos financeiros derivativos. As variações em outros passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, incluindo juros e variação cambial, são reconhecidas no resultado na rubrica de “receitas (despesas) financeiras” exceto pela variação cambial reconhecida como “variações cambiais, líquidas”. Os passivos financeiros são baixados quando as obrigações contratuais são retiradas, canceladas ou expiradas. A diferença entre o valor contábil extinto e a contraprestação paga (incluindo ativos transferidos ou passivos assumidos) é reconhecida nas demonstrações do resultado.

A seguir são demonstrados os instrumentos financeiros por categoria e correspondente nível de enquadramento na hierarquia de mensuração pelo valor justo:

Auren Energia S.A.**Notas explicativas**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Nível	2025	Consolidado 2024	2025	Controladora 2024
Ativos						
Ao custo amortizado						
Caixa e bancos	8		67.948	185.677	365	259
Contas a receber de clientes	11		1.712.414	1.488.360	2.700	-
Ressarcimento	20		-	9.241	-	-
Partes relacionadas	23		62.666	114.028	195.494	226.988
Cauções e depósitos judiciais			78.348	80.933	473	410
Ativo sujeito à indenização			2.790	21.799	-	-
Ativos indenizáveis pela União			498.815	-	-	-
			<u>2.422.981</u>	<u>1.900.038</u>	<u>199.032</u>	<u>227.657</u>
Ao valor justo por meio do resultado (i)						
Equivalentes de caixa	8	2	3.758.179	7.014.872	292.078	2.041.151
Aplicações financeiras	9	1	556.295	2.629	11.247	-
Fundo de liquidez - conta reserva	10	1	1.074.606	910.281	-	-
Contratos futuros de energia	18	2	2.985.151	3.912.906	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	2	179.035	-	-	-
			<u>8.553.266</u>	<u>11.840.688</u>	<u>303.325</u>	<u>2.041.151</u>
Ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (i)						
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	2	139	214.751	-	-
			<u>10.976.386</u>	<u>13.955.477</u>	<u>502.357</u>	<u>2.268.808</u>
Passivos						
Ao custo amortizado						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (ii)	15	2	21.243.580	27.044.736	2.991.227	8.427.669
Empréstimos, financiamentos e debêntures designados como objeto de hedge		2	3.277.673	-	-	-
Fornecedores	16		1.461.984	1.305.510	22.453	10.986
Arrendamentos			164.070	170.563	18.779	22.952
Partes relacionadas	23		155.189	147.063	99.025	107.068
Provisão de ressarcimento	20		1.589.387	1.421.769	-	-
Dividendos a pagar			44.091	164.253	447	60.033
UBP - Uso do Bem Público			-	11.714	-	-
			<u>27.935.974</u>	<u>30.265.608</u>	<u>3.131.931</u>	<u>8.628.708</u>
Ao valor justo por meio do resultado (i)						
Contratos futuros de energia	18	2	2.666.928	3.722.570	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	2	168.664	-	-	-
			<u>2.835.592</u>	<u>3.722.570</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes(i)						
Instrumentos financeiros derivativos	25.3	2	25.198	110.004	-	-
			<u>30.796.764</u>	<u>34.098.182</u>	<u>3.131.931</u>	<u>8.628.708</u>

(i) O valor justo apresentado corresponde ao valor contábil reconhecido.

(ii) O valor justo desta rubrica está apresentado na Nota 15 (a).

A Companhia e suas controladas divulgam as mensurações do valor justo considerando a seguinte hierarquia:

Nível 1 – Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 – Informações, além dos preços cotados, incluídas no nível 1 que são adotadas pelo mercado para o ativo ou passivo, seja diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (ou seja, derivados dos preços); e

Nível 3 – Inserções para os ativos ou passivos que não são baseadas nos dados adotados pelo mercado (ou seja, inserções não-observáveis).

25.2 Fatores de risco financeiro

As atividades da Companhia e suas controladas as expõem a diversos riscos financeiros, a saber: (a) risco de crédito, (b) risco de liquidez, (c) risco hidrológico e GSF, (d) risco regulatório, (e) risco socioambiental, (f) risco em renováveis não-hídricas e (g) risco de mercado.

Para atenuar os efeitos diversos de cada fator de risco, a Companhia e suas controladas, seguem a Política de Gestão de Riscos Auren, cujo objetivo é estabelecer a governança e suas macro diretrizes no processo de gestão de riscos financeiros, assim como indicadores de mensuração e acompanhamento

O processo de gestão de riscos financeiros objetiva a preservação da liquidez e a proteção do fluxo de caixa e de seus componentes operacionais (receitas e custos) e financeiros (ativos e passivos financeiros) contra eventos adversos de mercado, tais como oscilações de preços de moedas e de taxas de juros e contra eventos adversos de crédito.

(a) Risco de crédito

(i) Contas a receber

As vendas de energia são efetuadas para consumidores livres, comercializadoras, distribuidoras e geradoras por meio de contratos bilaterais e em contratos no ambiente regulado (leilões de energia), tanto no longo como no curto prazo. Nos contratos bilaterais de venda de energia no longo prazo no ambiente de contratação livre, a Companhia possui processos focados na mitigação de risco, que incluem: (i) Análises de demonstrativos financeiros dos clientes, concorrência, setor econômico de atuação e (ii) exigência de garantias: conforme análise de crédito, *rating* e condições contratuais. Para o mercado de curto prazo, eventuais inadimplências nos contratos de venda estão sujeitas à regulamentação da ANEEL, a qual tem a finalidade de garantir a liquidez no mercado de energia.

(ii) Equivalentes de caixa e aplicações financeiras

As aplicações financeiras (alocação de caixa) criam exposição ao risco de crédito de contrapartes e emissores. A Companhia e suas controladas têm como política trabalhar com emissores que possuam, no mínimo, avaliação de duas das seguintes agências de rating: *Fitch Ratings*, *Moody's* ou *Standard & Poor's*. O *rating* mínimo exigido para as contrapartes é "A" (em escala local) ou "BBB-" (em escala global), ou equivalente.

Para ativos financeiros cujos emissores não atendem às classificações de risco de crédito mínimas anteriormente descritas, a alocação deverá ser aprovada previamente pelo Conselho de Administração. A qualidade de crédito dos ativos financeiros está descrita na Nota 10.1. Os ratings divulgados nesta nota, sempre são os mais conservadores das agências mencionadas.

(b) Risco de liquidez

O risco de liquidez é gerenciado visando garantir recursos líquidos suficientes para honrar os compromissos financeiros da Companhia e de suas controladas no prazo e sem custo adicional. Um dos principais instrumentos de medição e monitoramento da liquidez é a projeção de fluxo de caixa, observando-se um prazo mínimo de 12 meses de projeção a partir da data de referência.

A gestão de liquidez e endividamento adota métricas compatíveis às companhias *investment grade* fornecidas por agências classificadoras de riscos de abrangência global.

A tabela a seguir analisa os principais passivos financeiros da Companhia e suas controladas, por faixas de vencimento, correspondentes ao exercício remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento.

						Consolidado
	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2025						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	3.500.544	3.808.763	12.081.557	15.177.919	7.963.603	42.532.386
Fornecedores	1.461.984	-	-	-	-	1.461.984
Arrendamentos (i)	28.223	49.957	52.790	80.380	195.093	406.443
Instrumentos financeiros derivativos	190.194	104.722	248.156	121.635	151	664.858
Contratos futuros de energia (i)	1.460.819	1.469.403	125.180	29.525	2.458	3.087.385
Encargos setoriais	54.414	-	-	-	-	54.414
Dividendos a pagar	44.091	-	-	-	-	44.091
	6.740.269	5.432.845	12.507.683	15.409.459	8.161.305	48.251.561
	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2024						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	4.484.179	6.906.158	16.050.594	16.211.487	4.607.594	48.260.012
Fornecedores	1.305.510	-	-	-	-	1.305.510
Arrendamentos (i)	18.678	31.371	33.873	39.386	154.842	278.151
Instrumentos financeiros derivativos	32.220	18.628	27.040	-	-	77.888
Contratos futuros de energia (i)	1.599.131	1.875.566	934.800	148.649	129.860	4.688.006
Encargos setoriais	39.623	-	-	-	-	39.623
UBP - Uso do Bem Público (i)	11.714	-	-	-	-	11.714
Dividendos a pagar	164.253	-	-	-	-	164.253
	7.655.308	8.831.724	17.046.307	16.399.522	4.892.296	54.825.157
						Controladora
	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2025						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	381.808	341.230	2.660.511	1.478.623	-	4.862.172
Fornecedores	22.453	-	-	-	-	22.453
Arrendamentos (i)	6.202	13.333	2.403	265	192	22.395
Dividendos a pagar	447	-	-	-	-	447
	410.910	354.563	2.662.914	1.478.888	192	4.907.467
	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2024						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	1.006.973	1.018.589	8.609.488	2.500.473	-	13.135.523
Fornecedores	10.986	-	-	-	-	10.986
Arrendamentos (i)	6.202	14.049	7.529	623	203	28.606
Dividendos a pagar	60.033	-	-	-	-	60.033
	1.084.194	1.032.638	8.617.017	2.501.096	203	13.235.148

(i) Os valores incluídos na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados.

(c) Risco hidrológico e GSF (*Generation Scaling Factor*)

A geração de energia elétrica das controladas CESP e Auren Operações depende diretamente de condições hidrológicas, uma vez que todo o seu parque gerador é hidrelétrico.

As usinas que compõem o parque gerador hidroelétrico das controladas CESP e Auren Operações participam do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), que tem como objetivo fazer com que todos os geradores participantes, comercializem o montante de sua garantia física, independentemente de sua produção real, realocando e transferindo a energia excedente dos empreendimentos que geraram acima de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo.

Quando o conjunto de usinas participantes do MRE não produz energia suficiente para atender ao somatório de suas respectivas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit (medido pelo risco hidrológico "GSF") que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores, independentemente do nível de geração individual de cada usina.

(d) Risco regulatório

As atividades das controladas são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

(e) Risco socioambiental

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a inúmeras leis ambientais, regulamentos, tratados e convenções, que determinam a remoção e limpeza de contaminação do ambiente, ou relativas à proteção ambiental. As violações à regulamentação ambiental existente expõem os infratores há multas e sanções pecuniárias substanciais e poderão exigir medidas técnicas ou investimentos de forma a assegurar o cumprimento dos limites obrigatórios de emissão.

A Companhia realiza periodicamente levantamentos com o objetivo de identificar áreas potencialmente impactadas e registra com base na melhor estimativa do custo, os valores estimados para monitoramento e prevenção dessas localidades.

A Companhia e suas controladas consideram estar de acordo com todas as normas ambientais aplicáveis às suas operações.

(f) Risco em renováveis não-hídricas

(i) Risco de não performance dos parques eólicos e solares

As controladas da Companhia possuem em seus contratos de autorização de geração de energia eólica e solar, cláusulas específicas de performance, as quais delimitam uma geração mínima ao decorrer do ano e do quadriênio, vinculado a garantia física comprometida nos leilões em que tais subsidiárias possuem negociação. Os parques eólicos e solares estão expostos a fatores climáticos, tais fatores podem trazer o risco de não atendimento do que está determinado no contrato e há a possibilidade de comprometer as receitas futuras das controladas da Companhia.

(ii) Constrained-off de usinas eólicas e solares

Os eventos de *constrained-off* de usinas eólicas assim como de outras fontes de energia são decorrentes dos comandos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para redução de geração devido limitações de escoamento dessa geração na rede de transmissão ou ainda devido à redução de carga observada no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nessas situações, o gerador encontra-se impedido de atender seus contratos ou outros compromissos por meio da geração de suas próprias unidades geradoras. Essa frustração da geração caracteriza o custo de oportunidade atrelado ao *constrained-off* de usinas.

(g) Risco de mercado

Está associado à ocorrência de perdas resultantes da flutuação nos valores de mercado de posições próprias da Companhia, incluindo eventuais operações sujeitas à variação cambial, das taxas de juros e dos preços de mercado e volume.

(i) Risco cambial

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus ativos e passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados.

(ii) Risco de taxa de juros

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de contratos operacionais, empréstimos, financiamentos e debêntures. Esses contratos emitidos às taxas variáveis expõem a Companhia ao risco de flutuação da taxa de juros afetando o fluxo de caixa da Companhia os quais são permanentemente monitorados.

(iii) Risco de preço de mercado e volume

A Companhia está exposta a diferentes riscos atrelados diretamente à sua operação de comercializadora de energia, sendo um dos principais o risco caracterizado por variações no preço e quantidade de energia.

Para o controle e gestão dos riscos de mercado inerentes ao negócio, a Companhia estabelece limite de risco a fim de garantir que as perdas potenciais não se tornem prejuízos financeiros.

O monitoramento da exposição ao risco de mercado para a Companhia tem como objetivo informar as devidas alçadas para tomada de decisão e definição de planos de ação, caso necessário.

25.3 Instrumentos financeiros derivativos

■ **Hedge de Fluxo de Caixa**

A controlada Auren Operações contratou operações de derivativos de swap de câmbio e NDFs (*non-deliverable forward*) com o objetivo de se proteger da exposição à moeda estrangeira.

Os itens protegidos e os instrumentos de hedge possuem uma relação econômica, uma vez que os termos e condições críticos do item coberto, como montantes do nocional, vencimentos, moedas e taxas de juros, são os mesmos do instrumento de cobertura.

A parcela altamente eficaz do hedge de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A parcela não efetiva é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados no período em que o item protegido afetar o resultado: os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros, que protegem os empréstimos com taxa variáveis, são reconhecidas na demonstração dos resultados como despesas financeira ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Para testar a efetividade do hedge, as controladas da Companhia utilizam o método da análise de regressão e correlação, comparando as mudanças no valor justo dos instrumentos de hedge com as mudanças no valor justo dos itens atribuíveis aos riscos protegidos. O cálculo da efetividade do hedge não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos), uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito. Em 31 de dezembro de 2025, as controladas da Companhia concluíram pela efetividade das suas operações de hedge firmados em todos os seus contratos.

Quando um instrumento de hedge de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo o ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, são imediatamente reclassificados para o resultado.

Todos os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem à: (i) operações por meio de *cross currency swaps* para proteger a totalidade da exposição cambial dos empréstimos captados no exterior, que resultam de posições passivas vinculadas a variação do CDI e (ii) operações por meio de NDF para proteção ao risco cambial referente à exposição gerada por PPA firmado em moeda estrangeira. Ambos os itens se qualificam como *hedge accounting* e estão classificados como hedge de fluxo de caixa, sendo que são contabilizados como ativos financeiros quando o valor for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

■ Hedge de Valor Justo

A controlada direta Auren Participações contratou operações de swap de taxa de juros com o objetivo de mitigar a exposição ao risco de mercado decorrente da dívida indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”). Tais instrumentos têm por finalidade converter a obrigação originalmente exposta à variação inflacionária para uma taxa referenciada ao Certificado de Depósito Bancário (“CDI”), alinhando o perfil do passivo às condições de mercado e reduzindo a volatilidade do resultado associada a oscilações do IPCA.

Dentro dessa estratégia, a operação se qualifica como um hedge de valor justo, pois o risco protegido corresponde à exposição a alterações no valor justo de um passivo reconhecido, atribuível ao componente específico de risco, cujo efeito é registrado diretamente no resultado.

Os itens protegidos e os instrumentos de hedge apresentam relação econômica, uma vez que seus termos e condições críticos, incluindo montantes do nominal, vencimentos e indexadores, são compatíveis e refletem a estratégia de gerenciamento de risco da Companhia.

As variações no valor justo do instrumento de hedge são reconhecidas diretamente no resultado. Simultaneamente, a variação no valor justo do item protegido, atribuível ao risco coberto, também é reconhecida no resultado, sendo registrado como ajuste de valor justo no passivo protegido. A diferença entre essas variações representa a ineficiência do hedge, também reconhecida no resultado.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Para testar a efetividade do hedge, a Companhia aplica métodos quantitativos, como o método da referência (“*benchmark rate method*”), avaliando a existência de relação econômica e se o risco de crédito não domina as mudanças de valor dos instrumentos. As operações são celebradas com instituições financeiras de alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia concluiu que todas as relações de hedge de valor justo permaneceram efetivas.

Quando o hedge de valor justo é descontinuado, o ajuste de valor justo acumulado no item protegido é amortizado ao resultado pelo prazo remanescente da obrigação protegida, aplicando o método da taxa de juros efetiva.

A posição dos instrumentos derivativos em aberto em 31 de dezembro de 2025 e 2024:

Consolidado e controladora							
Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Efeito acumulado do MTM no Patrimônio Líquido
31/03/2021	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	-	19.104	8.608
Total Hedge de Fluxo de Caixa					-	19.104	8.608

Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Efeito do MTM no Patrimônio Líquido
Abril de 2024 a julho 2025	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	Dólar	NDF (iv)	139	6.094	(5.955)
Total Valor Justo por meio de resultado					139	6.094	(5.955)

Consolidado e controladora							
Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Efeito do MTM no Resultado do Exercício
14/04/2025	Hedge de Valor Justo	IPCA	CDI	SWAP (ii)	132.506	104.912	27.593
08/08/2025	Hedge de Valor Justo	IPCA	CDI	SWAP (iii)	46.529	63.752	(17.223)
Total Hedge de Valor Justo					179.035	168.664	10.370
Circulante					139	190.187	
Não circulante					179.035	3.675	
					179.174	193.862	13.023

Consolidado e controladora							
2024							
Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Efeito do MTM no Patrimônio Líquido
29/12/2020	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	51.946	135	(8.664)
31/03/2021	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	47.246	19.810	(10.761)
Outubro a dezembro - 2021	Hedge de Fluxo de Caixa	CDI	CDI	NDF	4	6	(2)
25/11/2022	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (ii)	—	—	(1.081)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	79.287	8.086	(718)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	36.268	4.079	(368)
Abril a setembro-2024	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	Dólar	NDF (iv)	—	77.888	30.057
Total					214.751	110.004	8.463
Circulante					199.900	64.335	
Não circulante					14.851	45.669	
					214.751	110.004	(66.778)

- (i) A Auren Operações contratou operações de derivativo de swap de câmbio, no valor nominal de US\$138.169 mil, em 31 de março de 2021, com valores de referência de R\$800.000, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão dos empréstimos em moeda estrangeira, captadas nesta mesma data. O instrumento trocou o risco de juros fixo de 1.78% + variação cambial por CDI + 1.48% a.a., com 75% do vencimento em março de 2025 e 25% em março de 2026.
- (ii) Em 14 de abril de 2025, a Auren Participações contratou uma operação de derivativo na forma de swap de taxa de juros, no montante de R\$2.000.000, com o objetivo de se proteger da exposição inflacionária associada à dívida indexada pelo IPCA captada nesta mesma data. A operação converte o custo da Emissão de IPCA + 7,4515% a.a. para CDI – 0,50% a.a., resultando em um custo *all-in* final próximo ao CDI sem spread, com vencimento final em 16 de abril de 2035, sendo as amortizações iguais e anuais a partir de abril de 2023.
- (iii) Em 08 de agosto de 2025, a Auren Participações contratou uma operação de derivativo na forma de swap de taxa de juros, no montante de R\$1.150.000, com o objetivo de se proteger da exposição inflacionária associada à dívida indexada pelo IPCA captada nesta mesma data. A operação converte o custo da Emissão de IPCA + 6,9164% a.a. para CDI – 0,90% a.a., resultando em um custo *all-in* final próximo ao CDI sem spread, com vencimento final em 15 de julho de 2037, sendo as amortizações iguais e anuais a partir de julho de 2035.
- (iv) Entre abril de 2024 e julho de 2025, a Auren Operações contratou NDFs (*non-deliverable forward*) com o objetivo de proteger a totalidade dos recebimentos futuros decorrentes da receita gerada por PPA firmado em moeda estrangeira no valor *notional* de U\$47.084. Os NDFs possuem vencimento entre fevereiro de 2025 e 2029.

25.4 Demonstrativo da análise de sensibilidade

Os principais fatores de risco que impactam a precificação dos instrumentos financeiros em equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez – conta reserva, empréstimos, financiamentos e debêntures e instrumentos financeiros derivativos são (i) taxas de juros CDI, TJLP e IPCA, na data-base obtidas no IBGE e planejamento estratégico do grupo Votorantim. Os cenários para estes fatores são elaborados utilizando fontes de mercado e fontes especializadas.

Os cenários em 31 de dezembro de 2025, estão descritos abaixo:

Cenário I - Considera choque nas curvas e cotações de mercado de 31 de dezembro de 2025, conforme cenário base definido pela Administração para 31 de março de 2026;

Cenário II - Considera choque de + ou - 25% nas curvas de mercado de 31 de dezembro de 2025;

Cenário III - Considera choque de + ou - 50% nas curvas de mercado de 31 de dezembro de 2025.

				Consolidado				
				Impactos no resultado				
				Cenário I	Cenários II & III			
Fatores de risco	Natureza da operação	Saldo	Choque nas curvas de 31/12/2025	Resultados do cenário I	-25%	-50%	+25%	+50%
Taxas de juros								
BRL - CDI 14,90%	Equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez - conta reserva	5.389.080	-72,92 bps	(39.297)	(200.743)	(401.486)	200.743	401.486
BRL - CDI 14,90%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	6.244.619	-72,92 bps	45.536	232.612	465.224	(232.612)	(465.224)
BRL - IPCA 4,26%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	15.926.589	6 bps	(9.784)	169.618	339.236	(169.618)	(339.236)
BRL - TJLP 9,07%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	2.317.376	11 bps	(2.549)	52.546	105.093	(52.546)	(105.093)
BRL - CDI 14,90%	Principal de instrumentos financeiros derivativos (i)	18.325.043	-72,92 bps	1.688	8.893	18.674	(8.113)	(15.539)
BRL - IPCA 4,26%	Principal de instrumentos financeiros derivativos (i)	17.335.701	6 bps	(260.652)	(280.166)	(533.728)	309.455	651.133
BRL - Cupom Dólar 4,81%	Principal de instrumentos financeiros derivativos (i)	989.341	-41 bps	(1.760)	3.630	7.260	(3.630)	(7.260)
Câmbio								
USD	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	190.930	-1,20%	2.291	47.732	95.465	(47.732)	(95.465)
USD	Principal de instrumentos financeiros derivativos (i)	989.341	-1,20%	174	3.630	7.260	(3.630)	(7.260)

				Controladora				
				Impactos no resultado				
				Cenário I	Cenários II & III			
				Choque nas curvas de 31/12/2025	Resultados do cenário I	-25%	-50%	+25%
Natureza da operação				Saldo				+50%
Taxas de juros								
BRL - CDI 14,90%	Equivalentes de caixa	303.325	-72,92bps	(2.212)	(11.299)	(22.598)	11.299	22.598
BRL - CDI 14,90%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (ii)	2.581.510	-72,92bps	18.824	96.161	192.322	(96.161)	(192.322)
BRL - IPCA 4,26%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (ii)	434.630	6bps	(267)	4.629	9.258	(4.629)	(9.258)

* bps - basis points

- (i) Empréstimos, financiamentos e debêntures não contemplam os custos de captação.
- (ii) Os saldos apresentados não conciliam com a rubrica de Instrumentos financeiros derivativos, pois a análise realizada contemplou somente os cenários de taxas de juros sobre o valor principal das operações financeiras.

Em relação aos contratos futuros de energia, o principal fator de risco que impacta na sua precificação é a exposição resultante da diferença entre os preços dos contratos futuros de compra e venda em relação aos preços de mercado. Tais exposições apresentam volatilidades consideráveis sendo necessária uma métrica de sensibilização a fim de melhor caracterizar as possíveis variações no resultado da Companhia e de sua controlada Auren Comercializadora.

Dessa forma, objetivando avaliar a possível variabilidade do resultado da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, foi realizado uma simulação balizada pela volatilidade dos últimos dez anos do comportamento dos preços de mercado. A distribuição contendo os possíveis cenários de resultado foi dividida em quatro partes, os chamados quartis. E foram analisados o primeiro e o terceiro quartil que representam uma significância de 75% da amostra, isso significa que existe uma possibilidade, em quatro ocorrências, que o resultado dos contratos futuros de energia fique abaixo do valor estimado.

A tabela a seguir demonstra a análise de sensibilidade para os contratos futuros de energia em 31 de dezembro de 2025, conforme os seguintes cenários:

- I. Cenário base, conforme curva de preço definido pela Administração para 31 de dezembro de 2025;
- II. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 25% da distribuição;
- III. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 75% da distribuição.

Fatores de risco	Natureza da operação	Saldo	Unidade	Consolidado		
				Cenário I	Cenário II	Impactos no resultado Cenário III
Contratos de compra e venda – valor justo	Contratos futuros de energia	318.223	BRL milhares	318.223	231.823	404.623

26 Seguros

A Companhia e suas controladas mantêm em vigor, principalmente, apólices de seguro operacional (Patrimonial) e Responsabilidade Civil Geral (RCG), conforme indicados na tabela abaixo. Tais apólices possuem coberturas e condições, consideradas, pela Administração, adequadas aos riscos inerentes da operação (não auditado).

Modalidade	Principais coberturas	Vencimento	Limite máximo de indenização
Patrimonial	Danos Materiais e Lucros Cessantes	até outubro/2027	2.670.019
		até fevereiro/2026	180.000
		até fevereiro/2026	100.000
		até março/2026	20.000
RCG	Danos Corporais e Danos Materiais causados a terceiros, RC Empregador, entre outras	até abril/2026	100.000
		até agosto/2026	55.000
		até junho/2027	35.000
		até maio/2026	24 X salário, com o máximo de R\$ 2.108
Vida em grupo	Vida em grupo	até julho/2026	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.562

O prêmio total pago pela Companhia e suas controladas para a contratação dos seguros acima mencionados é de aproximadamente R\$ 72.549 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 56.047 em 31 de dezembro de 2024).

27 Compromissos de longo prazo

Os principais compromissos da Companhia e suas controladas relacionados a contratos de longo prazo, são demonstrados a seguir:

							Consolidado
	2026	2027	2028	2029	2030	A partir de 2031	Total
Encargos de uso de rede e conexão	777.020	775.620	777.452	777.452	777.452	12.803.784	16.688.780
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	125.999	88.503	88.503	88.503	88.503	1.532.838	2.012.849
Serviços de operação e manutenção - O&M (i)	224.248	239.286	267.508	291.576	324.034	2.236.081	3.582.733
Aluguéis e arrendamentos (ii)	33.948	38.220	40.752	39.868	33.648	689.797	876.233
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	35.385	35.720	36.063	36.410	36.760	569.223	749.561
Repactuação de risco hidrológico	33.310	33.592	33.592	33.592	13.997	-	148.083
Encargos de conexão	-	-	-	-	-	-	-
Serviços Segurança Patrimonial, Portaria e Controle de Acesso e Facilities	30.604	30.604	30.604	-	-	-	91.812
Projetos em Desenvolvimento/ Construção (iii)	258.409	8.524	1.553	1.646	1.745	-	271.877
Projetos de Modernização	92.260	37.509	10.543	8.076	3.500	-	151.888
	1.611.183	1.287.578	1.286.570	1.277.123	1.279.639	17.831.723	24.573.816

- (i) As controladas dos parques eólicos possuem compromissos futuros firmados com fornecedores para o serviço de operação e manutenção dos equipamentos operacionais dos parques, que possuem vigência até 2032, 2037 e 2040, respectivamente.
- (ii) As controladas dos parques eólicos e solares possuem compromissos futuros firmados com os arrendadores dos terrenos onde foram construídos os parques, a principal premissa é um percentual sobre a receita líquida dos parques a ser paga, rateada proporcionalmente a área do terreno pertencente a cada arrendador, tal compromisso de arrendamento está vinculado a estes empreendimentos até o final das autorizações emitidas pela ANEEL, conforme demonstrado na Nota 1.1, Contexto operacional.
- (iii) A Companhia e suas controladas tem como plano de médio prazo o investimento na construção de novos parques eólicos, para os quais existem compromissos firmados junto a fornecedores relacionados às obras civis e aquisição dos equipamentos eólicos, com previsão para serem liquidados até 2027.

28 Informações complementares ao fluxo de caixa

Consolidado								
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Arrendamentos	Instrumentos financeiros derivativos	Dividendos a pagar	Reserva de lucros	Reserva de capital	Ações em tesouraria	Capital
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(6.351.834)	(66.729)	-	(659)	(1.132.604)	(5.705.533)	-	(5.940.137)
Fluxo de caixa das atividades								
Operacionais	682.969	-	-	-	-	-	-	-
Financiamento	(7.749.270)	12.571	-	399.950	-	(268.739)	53.617	(247.635)
Alterações sem efeito caixa								
Juros, variações monetárias e cambiais	(1.270.032)	-	-	-	-	-	-	-
Apropriação de custos de captação	(21.196)	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamento sem efeito caixa	-	117.281	-	-	-	-	-	-
Reservas	-	-	-	-	(250.938)	-	-	-
Caixa de empresas incluídas na consolidação	(12.335.373)	(233.686)	(409.434)	(9.925)	-	-	-	-
Dividendos deliberados (a pagar)	-	-	-	(553.619)	459.597	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	299.430	-	-	-	-	-
Demais obrigações e outros passivos	-	-	-	-	1	(5.645)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(27.044.736)	(170.563)	(110.004)	(164.253)	(923.944)	(5.979.917)	53.617	(6.187.772)
Fluxo de caixa das atividades								
Operacionais	2.138.868	-	190.805	-	-	-	-	-
Investimento	-	(785)	-	(5.680)	-	-	-	-
Financiamento	3.276.698	27.102	(125.386)	241.835	-	-	5.543	-
Alterações sem efeito caixa								
Juros, variações monetárias e cambiais	(2.678.825)	(17.752)	(91.590)	-	-	-	-	-
Apropriação de custos de captação	(197.381)	-	-	-	-	-	-	-
Valor justo dos empréstimos, financiamentos e debêntures	(15.877)	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamento sem efeito caixa	-	1.569	-	-	-	-	-	-
Remensuração arrendamento	-	(3.641)	-	-	-	-	-	-
Remuneração por ações	-	-	-	-	-	(11.217)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	(161.928)	-	-	-	-	-
Derivativos sem efeito caixa	-	-	104.241	-	-	-	-	-
Dividendos deliberados (a pagar)	-	-	-	(126.043)	-	-	-	-
Reservas	-	-	-	-	664.032	-	-	-
Demais obrigações e outros passivos	-	-	-	10.050	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(24.521.253)	(164.070)	(193.862)	(44.091)	(259.912)	(5.991.134)	59.160	(6.187.772)

Controladora							
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Arrendamentos	Dividendos a pagar	Reserva de lucros	Reserva de capital	Ações em tesouraria	Capital
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(393.670)	(17.113)	(386)	(1.132.604)	(5.705.533)	-	(5.940.137)
Fluxo de caixa das atividades							
Operacionais	152.108	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	(268.739)	-	(247.635)
Financiamento	(7.938.225)	4.479	399.950	-	-	53.617	-
Alterações sem efeito caixa							
Juros, variações monetárias e cambiais	(244.828)	-	-	-	-	-	-
Apropriação de custos de captação	(3.054)	-	-	-	-	-	-
Arrendamento sem efeito caixa	-	(10.318)	-	-	-	-	-
Reservas	-	-	-	(250.938)	-	-	-
Dividendos deliberados (a pagar)	-	-	(459.597)	459.597	-	-	-
Demais obrigações e outros passivos	-	-	-	1	(5.645)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(8.427.669)	(22.952)	(60.033)	(923.944)	(5.979.917)	53.617	(6.187.772)
Fluxo de caixa das atividades							
Operacionais	813.290	-	-	-	-	-	-
Financiamento	5.400.000	6.210	59.586	-	-	5.543	-
Alterações sem efeito caixa							
Juros, variações monetárias e cambiais	(742.418)	-	-	-	-	-	-
Apropriação de custos de captação	(34.430)	-	-	-	-	-	-
Arrendamento sem efeito caixa	-	(2.037)	-	-	-	-	-
Remuneração por ações	-	-	-	-	(11.217)	-	-
Reservas	-	-	-	664.032	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(2.991.227)	(18.779)	(447)	(259.912)	(5.991.134)	59.160	(6.187.772)