

**Demonstrações financeiras
consolidadas e individuais
em 31 de dezembro de 2024**

Índice

Relatório da Administração..... 2

Relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras, consolidadas e individuais35

Demonstrações financeiras consolidadas e individuais

Demonstração do resultado.....	45
Demonstração do resultado abrangente	46
Demonstração dos fluxos de caixa	47
Balanço patrimonial	49
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	51
Demonstração do valor adicionado	52

Notas explicativas da Administração às demonstrações financeiras consolidadas e individuais

1 Considerações gerais	53
2 Apresentação das demonstrações financeiras consolidadas e individuais e resumo das práticas contábeis	65
3 Estimativas e julgamentos contábeis críticos	72
4 Apresentação de informações por segmento de negócio	73
5 Combinação de negócios	75
6 Receita	75
7 Custos e despesas operacionais, líquidas	77
8 Resultado financeiro líquido	79
9 Caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez – conta reserva	80
10 Contas a receber de clientes.....	81
11 Investimentos	82
12 Imobilizado	90
13 Intangível	92
14 Empréstimos, financiamentos e debêntures	96
15 Fornecedores.....	101
16 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos.....	101
17 Contratos futuros de energia.....	104
18 Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	105
19 Ressarcimento	106
20 Provisão para litígios.....	109
21 Benefícios pós-emprego	110
22 Partes relacionadas.....	117
23 Patrimônio líquido	119
24 Instrumento financeiro e gestão de risco	122
25 Seguros	132
26 Compromissos de longo prazo.....	133
27 Eventos subsequentes	133

Carta da Administração

O ano de 2024 foi transformacional para a história da Auren. Anunciamos e concluímos a aquisição da AES Brasil, nos tornando a 3ª maior geradora de energia do país e consolidando nossa liderança em comercialização. Com a Transação, a Auren passou a ter 8,8 GW de capacidade instalada, com 39 ativos e um portfólio equilibrado entre as fontes de geração hidrelétrica, eólica e solar. A capacidade instalada de nosso portfólio é distribuída em 54% de ativos hidrelétricos, 36% de ativos eólicos e 10% de ativos solares, bastante próxima do que consideramos ser o portfólio ótimo, assegurando a diversidade de fontes que mitigam os riscos de variação dos recursos naturais ao longo do tempo. Além disso, nos proporciona a flexibilidade necessária para oferecer diversos produtos aos nossos clientes, ao passo que nos beneficiamos de ganhos com modulação de geração frente ao perfil horário do preço spot.

Desde o anúncio da Transação, no dia 15 de maio de 2024, a Auren preparou um plano de integração e captura de sinergias detalhado para cada área da companhia, com ações a serem implementadas e alcançadas no dia um (D1), cem dias após o fechamento da Transação (D100) e 365 dias após o fechamento da Transação (D365). No D1, 100% das ações previstas no plano de integração foram alcançadas sem qualquer intercorrência. No início de fevereiro, a Companhia concluiu o D100 com atingimento de todas as ações previstas sem qualquer desvio em relação ao plano traçado, além de antecipar algumas ações inicialmente planejadas para o período pós-D100.

A Auren tem trabalhado arduamente para concretizar a apropriação de sinergias, com a captura de valor ocorrendo de forma mais positiva e acelerada do que o originalmente previsto no plano de negócios elaborado no momento da transação. Vários marcos anunciados na divulgação da aquisição da AES Brasil em maio de 2024 já foram alcançados. Em relação a despesas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros), divulgamos na época uma expectativa de economia anual da ordem de R\$ 120 milhões. A partir da assinatura da Transação, em maio, a estrutura da Auren foi repensada e ajustes significativos foram feitos no D1, trazendo economias importantes com relação a estrutura corporativa e quadro de pessoal, com ganhos já apropriados de cerca de R\$ 120 milhões por ano. Na frente de materiais, serviços e outros (MSO), as principais economias já capturadas foram aquelas associadas a seguros, sistemas e viagens. A partir de 01 de novembro de 2024, a captura de sinergias recorrentes já representou uma economia de R\$ 43,5 milhões. Em um ano completo, as sinergias de PMSO já implementadas podem somar R\$ 250 milhões.

Na frente de gestão do passivo financeiro, a Companhia emitiu, em outubro, uma debênture na Auren Energia no valor de R\$ 2,5 bilhões ao custo all-in de CDI+0,6% a.a. para fazer frente a vencimentos de dívidas contratadas pela Auren Participações (atual denominação da AES Brasil), que somavam um montante próximo aos R\$ 2,5 bilhões, porém a um custo de CDI+1,65% a.a. Além disso, fizemos pré-pagamentos de dívidas no valor de R\$ 410 milhões atreladas ao CDI com spread mais elevado.

Ainda quanto à estrutura de capital, renegociamos o acordo de acionistas com o Itaú referente à participação do banco em ações PNs da subsidiária Guaimbê, avaliadas em aproximadamente R\$ 1,1 bilhão. A correção do valor da opção de compra das ações preferenciais foi reduzida de CDI+1,7% a.a. para CDI+0,0% a.a.

Além das sinergias financeiras, a Companhia elaborou um plano detalhado para a recuperação da performance dos ativos eólicos adquiridos, com iniciativas focadas em disponibilidade, confiabilidade, performance e governança. O plano começou a ser executado a partir de D1, resultando na retomada de cerca de 60% dos aerogeradores que estavam fora de operação e na redução contínua da taxa de falhas. A Companhia tem um plano de investimento detalhado para recuperação dos ativos em 2025, incluindo ações como troca de grandes componentes, aquisição e recomposição de estoque de peças sobressalentes, ações preventivas de manutenção entre outros. Além disso, a Auren espera concluir, até maio, a implantação, em todos os parques oriundos da AES, do mesmo sistema de gestão de performance que era utilizado nos ativos de propriedade da Auren antes da Transação, o que permitirá uma leitura precisa dos dados de

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

operação de cada aerogerador em tempo real. A expectativa é finalizar o ano de 2025 atingindo 95% de disponibilidade nos ativos adquiridos, uma antecipação de 2 anos em relação ao que foi originalmente previsto e anunciado.

Por fim, novas frentes importantes de criação de valor devem ocorrer ao longo dos próximos meses, com a unificação dos centros de operações, migração dos sistemas da AES Brasil para os sistemas da Auren, padronização dos contratos com terceiros e fortalecimento da cultura de gestão de eficiência em toda a Companhia.

A Companhia combinada passou a operar com aproximadamente 1.000 colaboradores divididos em nosso escritório corporativo de São Paulo e áreas operacionais. Desde o fechamento da Transação, várias ações de integração com os colaboradores foram realizadas, e as pesquisas de clima indicam alto grau de satisfação. Nossos colaboradores estão altamente engajados na captura de sinergias em 2025 e o tema se transformou em uma meta de remuneração contratada por todas as equipes.

Com relação ao negócio de comercialização de energia, concluímos o ano de 2024 como a empresa líder neste segmento no país. A Auren comercializou 6,2 GW médios de energia e consolidou sua presença nos segmentos de grandes clientes (corporate), clientes de médio porte (atacado) e no varejo. Em 2024, adquirimos a Esfera Energia, que permitiu a entrada da Auren no segmento de gestão de energia. Além disso, concluímos a criação da GUD Energia com a Vivo para atuar no segmento varejista.

Em função da volatilidade de preços de energia no segundo semestre de 2024, a nossa estratégia de construção e busca pelo portfólio ótimo de geração, diversificado entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar, em conjunto com uma comercializadora robusta, provou-se vencedora. O portfólio combinado gerou ganhos com modulação de aproximadamente R\$ 58 milhões. Essa abordagem não apenas mitigou os riscos associados às flutuações de preços, mas também maximizou geração de valor, demonstrando a eficácia de uma estratégia bem balanceada, resiliente e diversificada.

Frente à expectativa para os próximos anos, com a previsão de maior volatilidade no mercado de energia dada a evolução da matriz energética do país, essa estratégia se tornará ainda mais relevante. A capacidade de adaptar-se rapidamente às mudanças de preços e de aproveitar as oportunidades oferecidas por diferentes fontes de energia será crucial para manter a competitividade e garantir resultados. A Auren está bem posicionada para enfrentar esses desafios, continuando a investir em um portfólio diversificado e em parcerias estratégicas que fortaleçam sua atuação no mercado.

Na frente de crescimento orgânico, a Companhia avaliou a viabilidade do pipeline combinado de projetos *greenfield*, e foi tomada a decisão de desenvolver o projeto Cajuína 3, que pertence ao cluster de Cajuína (1 e 2). O projeto é único, pois possui um dos maiores fatores de capacidade do Brasil, com mais de 60%, em função das características do relevo onde será instalado. Além disso, uma parte do investimento já foi executado com a construção de Cajuína 2. Cajuína 3 terá capacidade instalada de 112 MW (aproximadamente 70 MW médios de garantia física), e o complexo Cajuína se tornará um cluster eólico de 796 MW no Rio Grande do Norte. Devido à nossa posição de liderança em comercialização de energia, estamos em conversas avançadas para a comercialização da totalidade da energia deste ativo no modelo de autoprodução.

Encerramos 2024 com EBITDA Ajustado de R\$ 3,3 bilhões de reais na visão proforma, que considera os números de Auren Participações (antiga AES Brasil). Esse resultado mostra a capacidade de geração de caixa das empresas combinadas, mesmo em um ano com impactos atípicos de corte de geração (*curtailment*) e novos ativos relevantes em fase escalonada de entrada em operação comercial. Iniciamos o ano de 2025 com 1,5 GW adicionais de capacidade instalada, considerando a entrada em operação comercial de Cajuína 1 e 2, Tucano e Jaíba. A geração de caixa adicional proveniente desses ativos, somada às sinergias da aquisição da AES Brasil, será importante no processo de desalavancagem da

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Companhia, que fechou o ano em 5,72x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. Cabe ressaltar que mesmo com alavancagem mais elevada, a Fitch manteve o rating de crédito da Companhia no nível de *investment grade*.

Em 01 de novembro de 2024, iniciamos um novo capítulo na nossa história, confiantes no potencial do setor elétrico brasileiro, otimistas diante dos desafios e oportunidades que se apresentam e comprometidos em criar valor para nossos acionistas. Em 2025, seguiremos focados na excelência operacional, na captura de valor das sinergias e na disciplina de alocação de capital, mantendo nosso compromisso de transparência com o mercado.

Novamente, agradecemos aos nossos acionistas pela confiança em nossa gestão e aos nossos colaboradores por todos os resultados alcançados ao longo deste ano, pelo engajamento diário e dedicação contínua ao propósito e valores que norteiam nossa Companhia.

Fabio Zanfelice
Diretor-Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e
Relações com Investidores
Diretor de

Com a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, o desempenho financeiro considera os valores consolidados da AES a partir de 01 de novembro de 2024. As demais seções desse documento, apresentam uma análise da Companhia em uma visão proforma, considerando as operações combinadas de ambas as empresas desde 01 de janeiro de 2023 para fins comparativos.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

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, 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 8,8 GW de potência instalada totalmente renovável. Outra importante aquisição anunciada no período foi a da Esfera Energia, uma das principais gestoras do país, para somar ao ecossistema da Auren Comercializadora. Após tais aquisições, a Auren passa a contar com uma carteira de mais de 3.400 clientes, comercializando 6,1 GW médios de energia em 2024, com um portfólio diversificado de produtos e soluções focadas nas necessidades dos clientes.

Importante: *Com a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, o desempenho financeiro considera os valores consolidados da AES a partir de 01 de novembro de 2024. As demais seções desse documento, apresentam uma análise da Companhia em uma visão proforma, considerando as operações combinadas de ambas as empresas desde 01 de janeiro de 2023 para fins comparativos.*

Governança Corporativa

Desde a fundação da Companhia e início da negociação das ações na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), em 28 de março de 2022, a Auren integrou ao segmento Novo Mercado, o segmento de listagem com os mais elevados padrões de governança 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*.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

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.

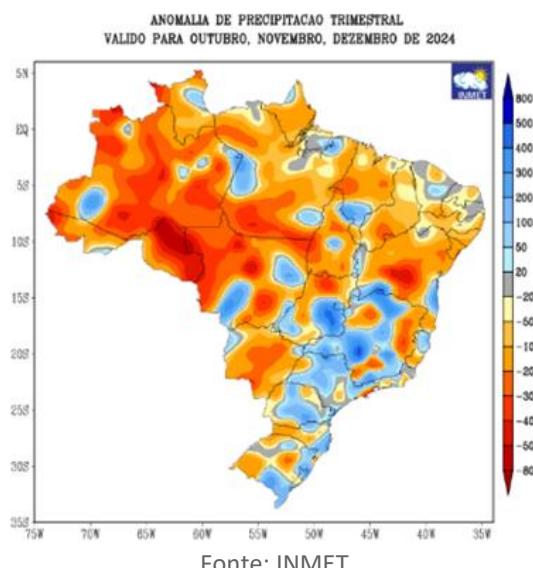
A cada dois anos, a Companhia realiza o *Compliance Risk Assessment* para avaliar e identificar riscos de integridade relacionados as operações, bem como o rastreamento da eficácia das medidas tomadas, por meio de avaliações feitas pelas áreas de Auditoria Interna e Riscos e Controles Internos. Outras 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 (<https://ri.aurenenergia.com.br/>).

Mercado

O quarto trimestre é marcado pelo início do período úmido nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, caracterizado pela elevação contínua dos acumulados de precipitação nas bacias hidrográficas onde estão instalados os principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional – SIN, os quais representam aproximadamente 93% de toda a capacidade armazenada. Por outro lado, devido a característica de complementariedade dos regimes hidrológicos que atuam no Brasil, há redução da precipitação na Região Sul.

|
Figura 1 | Anomalia de Precipitação no 4T24



Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Devido ao avanço de frentes frias em direção ao Sudeste e ao padrão de circulação atmosférica estabelecido – que favoreceu a formação do corredor de umidade entre Norte e Sudeste, o último trimestre de 2024 foi caracterizado por chuvas acima da média em parte do Sudeste, principalmente nas bacias com reservatórios mais relevantes e maior potencial de geração hidrelétrica, no entanto, para o restante do SIN, a precipitação observada foi abaixo da média.

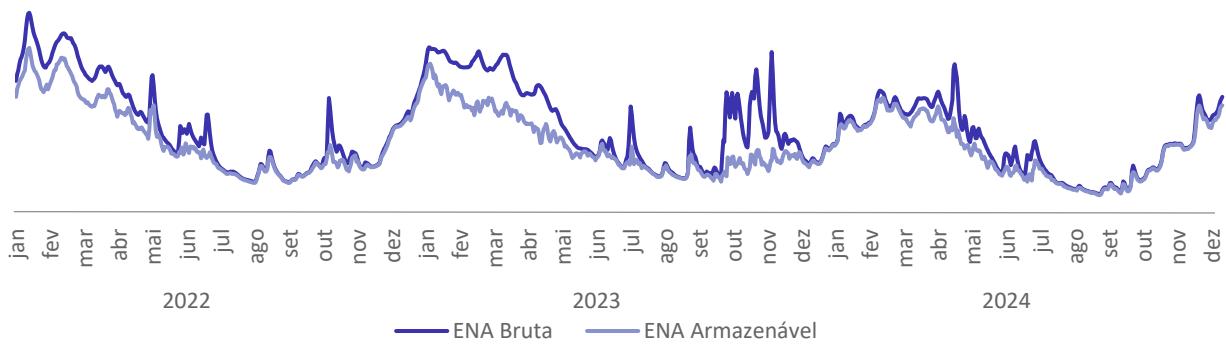
Cabe destacar, porém que a melhora da condição climática contrastou com períodos de recessão hidrológica ao longo de 2024, sobretudo nos 9 meses que antecederam o início do quarto trimestre.

Sob o aspecto da evolução da Energia Natural Afluente (ENA) no 2S24, os meses de setembro e outubro apresentaram valores inferiores aos observados para o mesmo período de 2023, contudo, em dezembro, a ENA superou o valor registrado no ano anterior devido a reversão da condição climática mais recessiva observada ao longo do ano. No último trimestre de 2024, a ENA bruta correspondeu a 91% da Média de Longo Término (MLT), enquanto no 4T23 a ENA bruta representou 117% da MLT dada a intensa precipitação observada na região Sul, onde há menor capacidade de armazenamento, não refletindo na mesma proporção em ENA Armazenável do SIN, conforme demonstrado no Gráfico 1.

Com relação à ENA Armazenável, que representa a quantidade da ENA que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio foi 87% da MLT no 4T24. Este valor foi 14 p.p. acima dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2023, devido ao fato dos reservatórios, em 2023.

O ano de 2024 apresentou o pior desempenho em termos de ENA desde o período da crise hídrica observada em 2021 e caracterizado como o 2º pior ano do histórico para a região SE/CO resultando em um impacto importante sobre os preços de curto prazo tanto em valores médios com em volatilidade, conforme apresentado no Gráfico 5.

| Gráfico 1 | Energia Natural Afluente Bruta e Armazenável no Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médios)

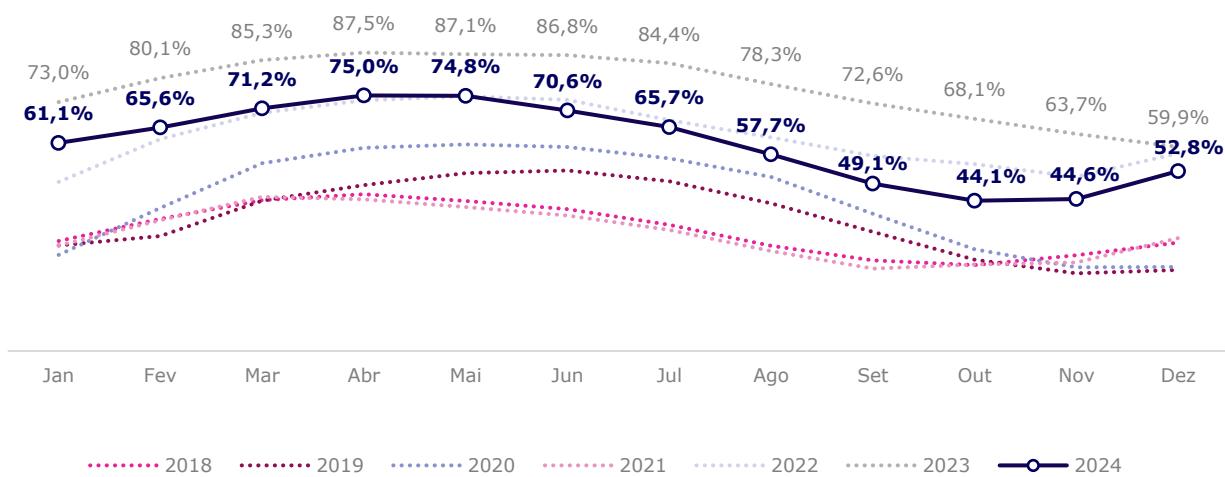


ENA Bruta/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	96%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	117%	102%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	51%	65%	98%	101%	91%	76%

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

No que tange a evolução do nível dos reservatórios, o último trimestre do ano apresentou um crescimento no volume armazenado devido ao aumento das chuvas em localização favorável. Porém, o nível atingido em dezembro de 2024 foi inferior em 7,1 p.p. em relação ao verificado ao final de 2023.

| Gráfico 2 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)



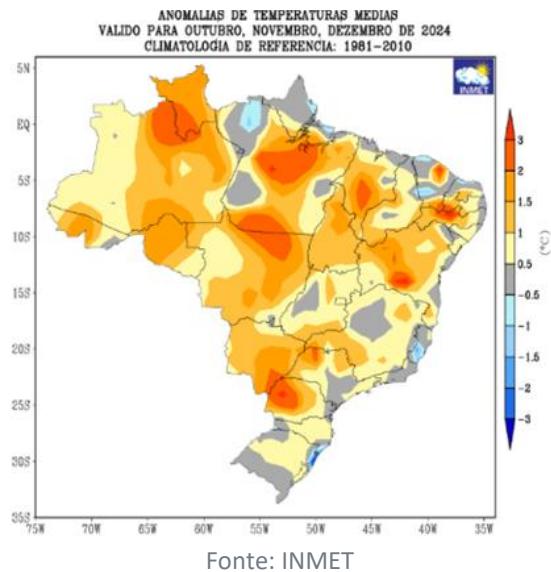
Fonte: ONS

Com relação ao comportamento da temperatura no 4T24, o mês de outubro foi marcado por valores elevados em todo o país. Entretanto, os meses seguintes apresentaram temperaturas em linha com a média histórica nas principais capitais devido à passagem de frentes frias. No Sudeste, as anomalias negativas foram mais expressivas em novembro e na região Sul ocorreram em dezembro.

Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 0,8% no 4T24 em relação ao 4T23, representando um consumo adicional de 0,6 GW médio. Este comportamento reflete um crescimento econômico contrabalançado pela redução das temperaturas em relação ao ano anterior.

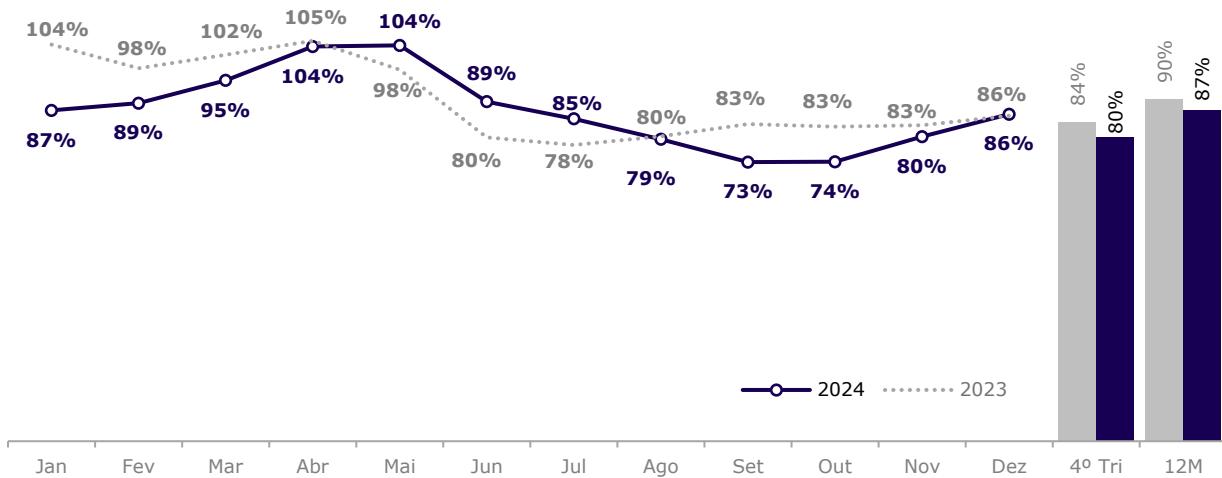
Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Figura 2 | Anomalia de Temperatura Máxima do Ar no 4T24



Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, ou GSF, do termo em inglês *Generation Scaling Factor*), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado, no 4T24, foi de 79,9% comparado a 83,8% no 4T23. Cabe destacar que a redução do fator de ajuste do MRE é explicada pela menor geração hidrelétrica no período devido ao aumento do despacho termelétrico no último trimestre do ano passado.

| Gráfico 3 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)

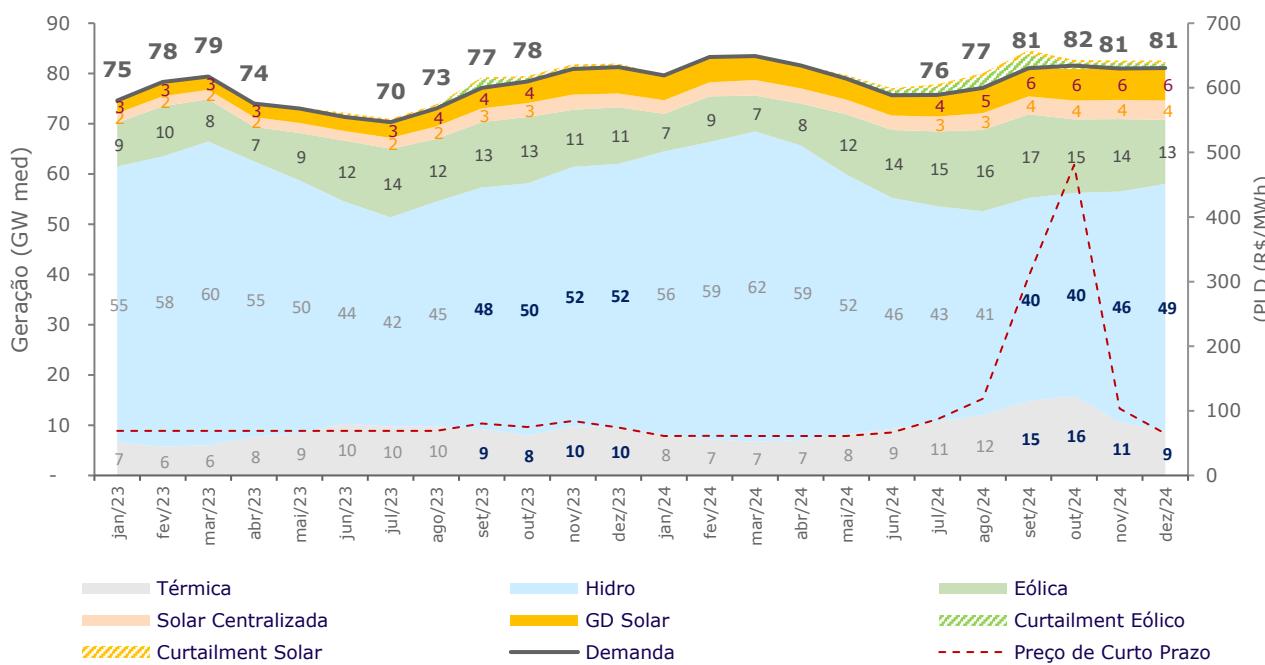


Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	77%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	84%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	80%	87%

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 217,59/MWh no trimestre e R\$ 128,17/MWh no ano (ante um PLD médio de R\$ 77,70/MWh no 4T23 e R\$ 72,16/MWh em 2023). A alta de preços no período foi impulsionada principalmente pela menor afluência registrada durante os meses de janeiro a outubro (2º pior histórico para a região SE/CO), em adição ao aumento da demanda impulsionada pelas elevadas temperaturas ao longo do ano, intensificadas pelo fenômeno *El Niño*. Esses fatores combinados resultaram no aumento do despacho de usinas termelétricas para garantir o suprimento do sistema, conforme demonstrado no Gráfico 4, bem como para atendimento de demanda nos horários de ponta.

| Gráfico 4 | Geração por fonte, *Curtailment* Renovável (GW médio) e PLD (R\$ / MWh)



Fonte: ONS e CCEE

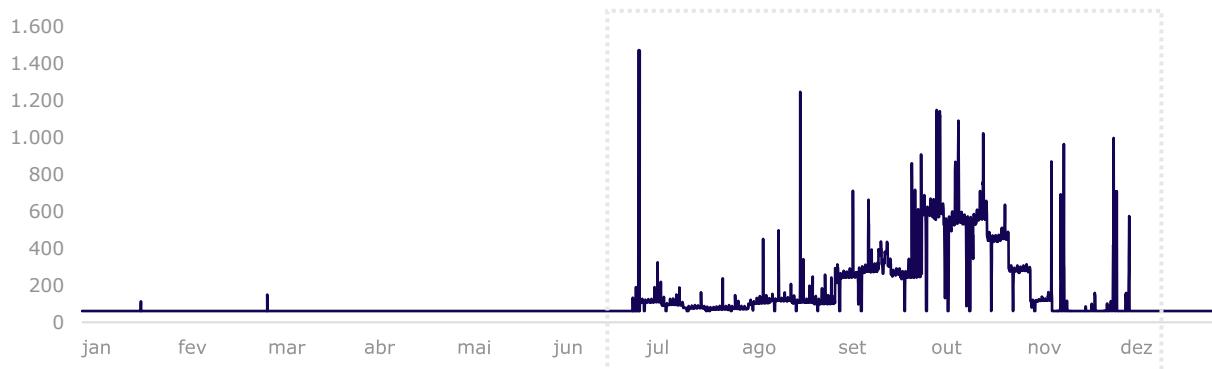
Os efeitos mais significativos de alta do PLD Horário ao longo dos dias são tipicamente registrados no fim da tarde e início da noite. Nestes horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a geração solar é interrompida, resultando em menor oferta de energia e, consequentemente, aumento dos preços.

Conforme observado no Gráfico 5, foi registrado um cenário de volatilidade de preços horários ao longo do segundo semestre de 2024, período em que a diversificação e robustez do portfólio da Auren se destacou. No segundo semestre

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

de 2024, a volatilidade média horária observada na região SE/CO foi cerca de 32%, considerando os dias em que o PLD apresentou valores superiores ao piso regulatório de R\$ 61,07/MWh.

| Gráfico 5 | PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste em 2024 (R\$/MWh)



PLD Médio	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	62,9	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	66,3	76,9	56,1	55,7	55,7	55,7	55,7	59,0
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	77,8	72,2
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	216,4	127,9

Fonte: CCEE

Por fim, segundo dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o 4T24 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 7,7% para a fonte eólica e 12,9% para a fonte solar, ambos valores médios considerando o SIN.

Os cortes de geração das fontes eólica e solar se acentuaram após o episódio do apagão ocorrido no dia 15 de agosto de 2023. Após esse evento, o ONS aumentou as restrições no intercâmbio de energia entre o submercado nordeste para as demais regiões.

As restrições de geração observadas no segundo semestre de 2024, apresentadas no Gráfico 6, foram marcadas pela combinação de fatores como:

- i. Atraso na entrada em operação de linhas de transmissão previstas na expansão do sistema;
- ii. O aumento da capacidade instalada das fontes intermitentes devido à entrada em operação de novos projetos de geração eólica e solar (centralizada e distribuída), conforme Gráfico 4;
- iii. O cenário hidrológico desfavorável no terceiro trimestre, que levou à necessidade de despacho por ordem de mérito de termelétricas. As restrições operativas dessas usinas as impediram de atender exclusivamente às

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

horas em que o preço superava seu custo variável unitário, exigindo a manutenção de sua operação por períodos adicionais. Esse efeito é conhecido como *unit commitment*;

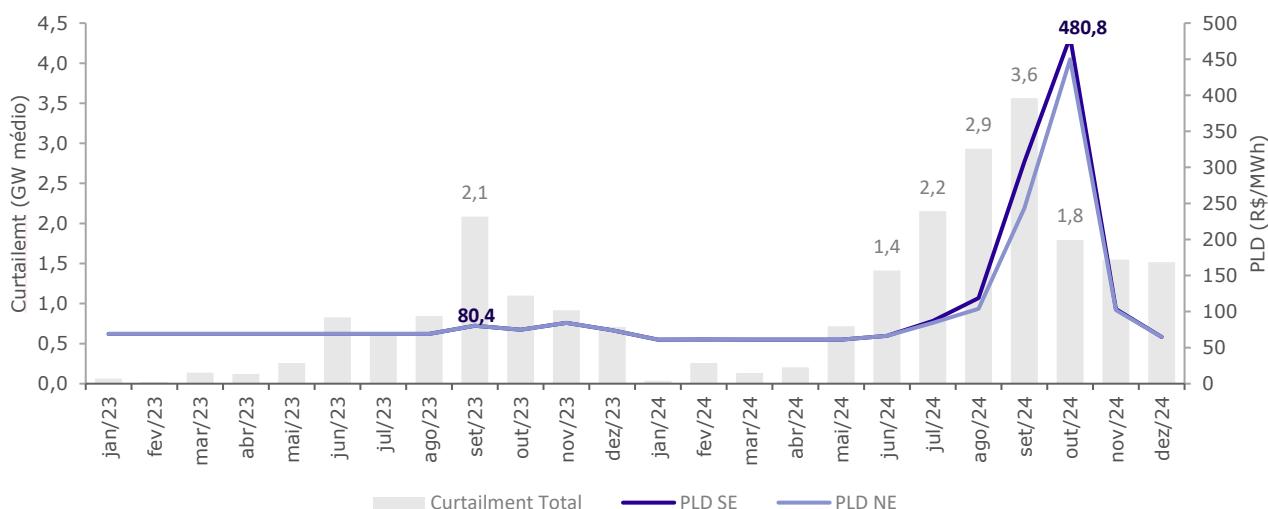
- iv. Combinado a esses fatores, o preço de mercado de curto prazo (PLD) nos meses com maior *curtailment* foi mais elevado e bastante volátil, com destaque para o mês de outubro, quando o patamar de R\$ 480/MWh foi atingido, aumentando o impacto financeiro do *curtailment*, em especial para os empreendimentos que comercializam energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os cortes de geração não são uniformemente distribuídos entre as regiões do país, devido aos limites de intercâmbio para escoamento da produção, ao perfil de demanda local, à quantidade de geração distribuída instalada e à sazonalidade horária da geração de energia.

Durante o terceiro trimestre de 2024, o limite de escoamento da região Nordeste foi bastante utilizado durante o período de recursos eólicos mais intensos. O atraso na entrada em operação comercial da linha de transmissão de Pacatuba – Jaguaruana II (500 kV) limitou ainda mais o escoamento da produção de energia renovável da região, levando a cortes substanciais na geração eólica e solar classificados pelo ONS como razão de risco de confiabilidade na operação do sistema. A entrada em operação da linha de Pacatuba, em conjunto com a redução esperada de geração eólica devido à sazonalidade do regime de ventos para o último trimestre do ano, resultou na diminuição destes cortes por razão de confiabilidade no sistema quando comparado ao trimestre anterior. Os cortes aplicados aos ativos eólicos no SIN, por razão de confiabilidade, reduziram de 9,2% para 3,1%, enquanto os cortes impostos aos ativos fotovoltaicos reduziram de 10,0% para 3,3%.

Por outro lado, os cortes por excesso de produção de energia, classificado como razão energética, aumentaram no 4T24, reflexo do maior despacho térmico em outubro e novembro, e da geração de projetos que entraram em operação comercial ao longo de 2024.

| Gráfico 6 | *Curtailment* Eólico e Solar (GW médio, dados ONS) e PLD (R\$/MWh)



Fonte: CCEE

Desempenho por Unidade de Negócio

Importante: Com a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, o desempenho financeiro considera os valores consolidados da AES a partir de 01 de novembro de 2024. As demais seções desse documento, apresentam uma análise da Companhia em uma visão proforma, considerando as operações combinadas de ambas as empresas desde 01 de janeiro de 2023 para fins comparativos.

Importante: o quarto trimestre de 2024 marca a primeira divulgação do balanço energético da Companhia após a conclusão da aquisição da AES Brasil. A Transação resultou na formação de um portfólio de geração com 4.112 MW médios de garantia física, um incremento de 2.304 MW médios em relação ao publicado no 3T24.

Em atendimento ao compromisso de transparência e melhoria contínua das práticas de disclosure, a Auren passa a apresentar, a partir deste trimestre, o Balanço Energético da Companhia segmentado em Geração, Comercialização e Participações. Tais informações estão apresentados nas respectivas seções, acompanhados dos resultados por segmento.

A venda da energia dos ativos de geração da Auren, já considerando o portfólio combinado com AES Brasil, está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos com contratos no ACR incluem a UHE Porto Primavera, os complexos eólicos VENTOS DO PIAUÍ I, VENTOS DO ARARIPE I, VENTOS DO ARARIPE III, ALTO SERTÃO II, VENTUS, MANDACARU & SALINAS, CASSINO E CAETÉS, além dos complexos solares GUAIMBÊ, BOA HORA E ÁGUA VERMELHA.

Geração

Em dezembro de 2024, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.798,5 MW, onde 4.745,9 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.176,1 MW correspondem à fonte eólica e 876,4 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo desse capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

Balanço Energético do Segmento de Geração

Na Tabela 2, é apresentado o Balanço Energético de Geração combinado da Companhia, além de informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) discriminados em fonte convencional e fonte incentivada.

As estratégias de comercialização da Auren e AES Brasil eram similares, o que resultou um alto nível de contratação do portfólio de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual nos médio e longo prazos.

Neste sentido, após a aquisição da AES, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 93% do recurso total de geração, 89% em 2026 e 78% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste MRE (GSF) apenas para 2024. Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF.

No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando atender vendas de energia alocada aos ativos de geração bem como exposições ao MRE.

Adicionalmente, os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) no ano.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Tabela 2 | Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Recursos Próprios (A)	3.351	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696
Garantia Física Hidrelétrica ⁽²⁾	1.795	2.012	2.012	2.012	2.012	2.012
Garantia Física Eólica ⁽²⁾	1.391	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451
Garantia Física Solar	166	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	1.113	606	515	498	470	386
Convencional	627	217	137	119	76	6
Incentivada	486	389	379	379	394	380
Recursos Totais (C = A + B)	4.464	4.302	4.212	4.194	4.166	4.082
Vendas no ACR (D)	1.087	1.084	1.084	1.084	1.190	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	230	336	230
Eólica	792	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.330	2.912	2.657	2.198	1.881	1.359
Hidrelétrica	2.631	2.163	2.005	1.546	1.229	707
Eólica	610	594	587	587	587	587
Solar	89	156	65	65	65	65
Vendas Totais (F = D + E)	4.417	3.996	3.741	3.281	3.071	2.443
Balanço Geração (C - F)	47	306	470	912	1.095	1.639
Convencional	13	202	253	658	737	1.274
Incentivada	34	104	217	255	358	365
Preços (R\$/MWh)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Preço Médio⁽³⁾ de Venda	176	192	182	195	201	213
ACR	253	261	263	263	261	263
Hidrelétrica	288	298	301	301	282	301
Eólica	236	244	246	246	246	246
Solar	324	337	337	337	337	337
ACL	151	166	150	163	163	174
Hidrelétrica	142	154	133	147	144	152
Eólica	184	199	198	198	199	199
Solar	184	207	187	184	183	183

⁽¹⁾ Os valores consideram: (a) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até dez/24, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; e (c) a garantia física sujeita a GSF é de 1.782, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera. Em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

⁽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⁾ 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.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Preço Médio ⁽³⁾ de Compra	144	177	168	170	167	170
Convencional	126	177	139	137	126	132
Incentivada	166	177	179	180	175	171

Desempenho Operacional Geração

Nesta seção, a Auren apresenta seu desempenho operacional para as diferentes fontes que compõem o seu portfólio. As expectativas de produção baseadas nas certificações de geração nos percentis 50 (P50) e 90 (P90) dos complexos eólicos provenientes da aquisição da AES Brasil foram recalculadas durante o processo de *due diligence*. Estas novas referências passam, a partir de agora, a serem utilizadas para as análises apresentadas nesse documento.

| Tabela 3 | Capacidade instalada e produção dos Ativos Próprios e com Participação Minoritária segregado por fonte de geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW) ⁽³⁾	Geração (MWm)					
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Hidro	4.198	2.062	2.463	-16,3%	1.856	2.333	-20,4%
Solar	876	189	70	169,7%	141	64	118,1%
Eólica	3.176	1.234	1.074	14,9%	1.135	998	13,7%
Total Próprios	8.251	3.485	3.607	-3,4%	3.132	3.395	-7,8%
Participações ⁽⁴⁾	547	1.921	2.776	-30,8%	2.266	1.825	24,2%
Total Próprios + Participações	8.799	5.406	6.383	-15,3%	5.398	5.220	3,4%

Hidrelétrica

A Auren encerra do ano de 2024 com uma capacidade hidrelétrica instalada de 4.198 MW, representando um crescimento de 2.658 MW (208%) em relação ao 3T24 em função da aquisição da AES Brasil. O número de ativos também cresceu substancialmente partindo de sete para doze hidrelétricas conforme apresentado na Tabela 4.

| Tabela 4 | Características principais dos Ativos hidrelétricos Próprios

Usina Hidrelétrica	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Nº de Unidades Geradoras	Cap. Unitária da UG (MW)	Entrada Operação Comercial	Prazo final da Concessão
Porto Primavera	1.540	887	14	110,0	1999	Abr/56
Água Vermelha	1.396	694	6	232,7	1978	Ago/32
UHE Nova Avanhandava	347	125	3	115,8	1982	Jul/32
UHE Promissão	264	94	3	88,0	1975	Mai/32

⁽¹⁾ Desconsidera UHE Paraibuna.

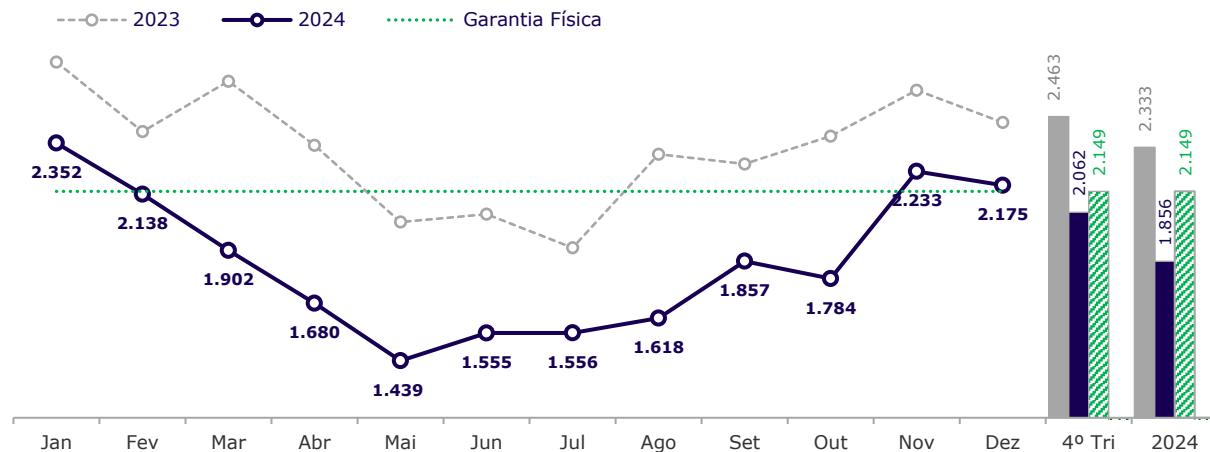
⁽²⁾Capacidade Instalada ponderada pela participação indireta da Auren Energia nos ativos. Dados de geração não são ponderados.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

UHE Bariri	143	60	3	47,7	1969	Mai/32
UHE Barra Bonita	141	47	4	35,2	1963	Jun/32
UHE Ibitinga	131	67	3	43,8	1969	Ago/32
UHE Euclides da Cunha	109	47	4	27,2	1960	Jul/32
UHE Caconde	80	32	2	41,2 39,2	1966	Mai/32
UHE Limoeiro	32	14	2	16,0	1958	Set/32

A produção de energia dos ativos hidrelétricos Auren atingiu 2,1 GW médios no 4T24, 16,3% inferior ao 4T23 (2,5 GW médios). No ano de 2024, a produção atingiu 1,9 GW médios, 20,4% abaixo do valor observado no ano de 2023 (2,3 GW médios), devido ao cenário hidrológico desfavorável no ano de 2024 especialmente nos três primeiros trimestres de 2023.

| Gráfico 7 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)



Conforme apresentado na Tabela 5, após três trimestres caracterizados por uma recessão hidrológica severa, o 4T24 foi marcado pela recuperação dos níveis de precipitação e afluência aos reservatórios em relação aos valores observados no 4T23 nas bacias do Sudeste e Centro-Oeste. A Energia Natural Afluente (ENA) foi 10% superior quando comparada com o 4T23. Entretanto, mesmo com a recuperação do cenário hidrológico, as afluências não foram suficientes para recuperar o nível de armazenamento dos reservatórios do SIN ao final de 2024.

| Tabela 4 | Evolução da Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽⁵⁾	
	2024	2023	Var.	2024	2023
Janeiro	37.064	77.841	-52%	56%	119%
Fevereiro	43.505	73.925	-41%	61%	105%
Março	45.836	71.117	-36%	66%	103%

⁽⁵⁾ Média de Longo Término (MLT). Informações disponíveis em ons.org.br - acesso em janeiro de 2025.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Abril	46.110	55.160	-16%	84%	101%
Maio	23.881	36.569	-35%	60%	92%
Junho	18.221	30.862	-41%	56%	95%
Julho	14.972	22.870	-35%	59%	89%
Agosto	11.939	18.510	-36%	58%	90%
Setembro	9.558	17.296	-45%	49%	88%
Outubro	14.051	22.523	-38%	59%	95%
Novembro	35.063	26.427	33%	112%	84%
Dezembro	45.925	28.114	63%	96%	59%

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽²⁾	
	2024	2023	Var.	2024	2023
1T	42.105	74.307	-43%	61%	109%
2T	29.343	40.817	-28%	67%	96%
3T	12.185	19.583	-38%	55%	89%
4T	31.643	25.680	23%	89%	79%
2024	28.781	39.907	-28%	68%	93%

Conforme demonstrado na Tabela 6, o índice de disponibilidade verificada das principais Usinas Hidrelétricas do portfólio ao final do 4T24, como Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava – que representam 78,2% da capacidade hidrelétrica da Companhia - encontram-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas incorporadas à Auren, cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão das manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade desses ativos e recuperar o nível adequado de disponibilidade.

| Tabela 6 | Valores de Disponibilidade das Usinas Operadas pela Auren e Referência ANEEL

Usina	Cap. Instalada (MW)	Nº de Unidades Geradoras	Cap. Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540	14	110,0	96,8%	92,3%
UHE Água Vermelha	1.396	6	232,7	97,3%	93,9%
UHE Nova Avanhandava	347	3	115,8	95,9%	94,8%
UHE Promissão	264	3	88,0	91,0%	94,8%
UHE Bariri	143	3	47,7	92,2%	93,4%
UHE Barra Bonita	141	4	35,2	88,6%	94,6%
UHE Ibitinga	131	3	43,8	93,6%	93,8%
UHE Euclides da Cunha	109	4	27,2	97,4%	94,6%
UHE Caconde	80	2	41,2 39,2	94,5%	94,6%
UHE Limoeiro	32	2	16,0	95,9%	94,6%

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Eólica

Até 31 de outubro de 2024, a Auren possuía uma capacidade instalada de empreendimentos eólicos de 982 MW concentrada em um cluster na fronteira dos Estados de Piauí e Pernambuco, representada pelos parques Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III. Com a aquisição da AES Brasil, foram incorporados 10 novos sites, que representam uma capacidade instalada adicional de 2.194 MW e, com isso, o portfólio de geração eólica da Auren atinge a potência total de 3.176 MW e uma frota de 1.182 aerogeradores, conforme apresentado na Tabela 07.

| Tabela 7 | Características Técnicas dos Complexos Eólicos

Estado	Complexo Eólico	Cap. Instalada (MW)	Nº de WTGs	Fabricante	Modelo (capacidade)	Modalidade de O&M ⁽⁶⁾
PI	Ventos do Araripe III	358	156	GE	GE 2X (2,3 MW e 2,4 MW)	FSA
	Ventos do Piauí II	211	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	FSA
	Ventos do Araripe I	210	105	Siemens Gamesa	G95 (2,0 MW)	Primarizada
	Ventos do Piauí III	207	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	FSA
	Ventos do Piauí I	206	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	FSA
PE	Caetés	182	107	GE	GE100 / GE1.6 (1,7 MW / 1,68 MW)	OSA
RN	Cajuína	684	120	Nordex	N163 (5,7 MW)	FSA
	Ventus	187	112	Alstom	ECO86 (1,67 MW)	Primarizada
	Salinas	50	24	Suzlon	S88 / S95 / S97 (2,1 MW)	Primarizada
CE	Mandacaru	108	53	Siemens Gamesa e Suzlon	S88 / S95 (2,1 MW) G97 (2,0 MW)	Primarizada
BA	Alto Sertão II	386	230	GE	GE 1.6 (1,68 MW / 1,62 MW)	OSA
	Tucano	322	52	Siemens Gamesa	SG 6.2 (6,2 MW)	FSA
RS	Cassino	64	32	Siemens Gamesa	G97 (2,0 MW)	FSA
Total		3.176	1.182	-	-	-

No 4T24, a disponibilidade dos ativos totalmente operacionais atingiu 94,2% da capacidade instalada (todos os ativos, exceto Tucano e Cajuína), um aumento de 1,0 p.p. quando comparada ao 4T23. No ano de 2024, a disponibilidade foi de 93,4%, elevação de 1,0 p.p. em relação a 2023, que encerrou o ano com 92,4%.

Considerando apenas os ativos totalmente operacionais incorporados através da aquisição da AES Brasil, o 4T24 encerrou com uma disponibilidade de 92,1% da capacidade instalada, apresentando melhora de 2,6 p.p. em relação ao

⁽⁶⁾ FSA (Full Scope Agreement) é um contrato abrangente que cobre manutenção completa e serviços de longo prazo para equipamentos. OSA (Operation Service Agreement) é um contrato focado na operação e manutenção de ativos, sem incluir peças ou grandes reparos.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

4T23 (89,5%). No complexo de Mandacaru, único que apresentou redução na disponibilidade no 4T24 (76,7%) quando comparado a 4T23 (81,2%), houve paradas programadas dos aerogeradores após a identificação da necessidade de ajustes nas pás durante campanhas de inspeções preditivas. Nos meses de novembro e dezembro, a área de Operação e Manutenção da Auren iniciou a execução do plano de recuperação de ativos, conforme elaborado durante o período de transição entre a assinatura e o fechamento da Transação. Em Caetés e Alto Sertão, por exemplo, a disponibilidade do 4T24 foi de 95,6% e 92,8%, uma melhora de 2,6 p.p. e 1,9 p.p., respectivamente, em relação ao 3T24. Em Cajuína, que estava em processo de entrada em operação comercial ao longo de 2024, a disponibilidade foi de 92,8% no trimestre, mostrando uma recuperação significativa ao longo do ano.

| Tabela 8 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	Modalidade de O&M	Disponibilidade				
				4T24	4T23	Var. (p.p.)	2024	2023
PI	Ventos do Araripe III	358	FSA	96,2%	96,4%	-0,2	96,2%	96,3%
	Ventos do Piauí II	211	FSA	98,4%	98,5%	-0,1	98,6%	98,3%
	Ventos do Araripe I	210	Primarizada	93,6%	87,4%	9,2	92,6%	87,5%
	Ventos do Piauí III	207	FSA	97,1%	99,1%	-2,0	95,7%	98,8%
	Ventos do Piauí I	206	FSA	95,4%	97,6%	-2,2	96,7%	96,1%
PE	Caetés	182	OSA	92,7%	90,8%	1,9	94,0%	89,0%
	Cajuína	684	FSA	92,8%	-	-	83,9%	-
RN	Ventus	187	Primarizada	88,4%	84,6%	3,8	86,5%	83,4%
	Salinas	50	Primarizada	96,0%	94,4%	1,6	95,9%	91,9%
CE	Mandacaru	108	Primarizada	76,7%	81,2%	-4,5	81,2%	78,8%
BA	Alto Sertão II	386	OSA	95,6%	93,0%	2,6	95,8%	92,5%
	Tucano	322	FSA	80,5%	-	-	72,5%	-
RS	Cassino	64	FSA	97,5%	96,6%	0,9	97,9%	93,6%
Disponibilidade Média		-	-	92,5%	93,2%	-0,7	89,8%	92,4%
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína		-	-	94,2%	93,2%	1,0	93,4%	92,4%
Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína		-	-	92,1%	89,5%	2,5	92,0%	88,4%
								3,8

A velocidade média dos ventos no 4T24 foi em linha com o mesmo período do ano anterior, porém 5,0% abaixo do valor de referência⁽⁷⁾.

⁽¹⁾ Média histórica de 10 anos dos dados das torres anemométricas dos complexos eólicos.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Tabela 9 | Velocidade Média do Vento dos Complexos Eólico

Estado	Velocidade Média do Vento (m/s)	Cap. Instalada (MW)	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
PI	Ventos do Araripe III	358	6,8	7,2	-4,6%	7,5	7,5	0,1%
	Ventos do Piauí I	211	6,8	6,9	-2,1%	7,3	7,2	2,5%
	Ventos do Piauí II	210	7,8	7,9	-2,3%	8,4	8,3	1,8%
	Ventos do Piauí III	207	7,3	7,5	-2,0%	8,1	7,9	2,4%
	Ventos do Araripe I	206	7,1	8,0	-10,9%	7,7	8,3	-6,6%
PE	Caetés	182	9,0	8,2	10,5%	7,5	7,5	0,7%
	Mandacaru	684	9,3	9,5	-1,9%	7,4	8,0	-7,1%
RN	Salinas	187	8,4	8,5	-1,6%	7,2	7,7	-5,6%
	Ventus	50	7,4	7,8	-5,5%	6,4	7,1	-10,1%
CE	Cajuína	108	9,2	8,7	5,1%	7,5	8,7	-14,1%
BA	Tucano	386	9,0	8,5	6,0%	7,9	8,2	-3,4%
	Alto Sertão II	322	7,7	7,8	-1,3%	8,4	8,3	1,3%
RS	Cassino	64	7,2	7,6	-4,7%	6,8	7,0	-2,5%

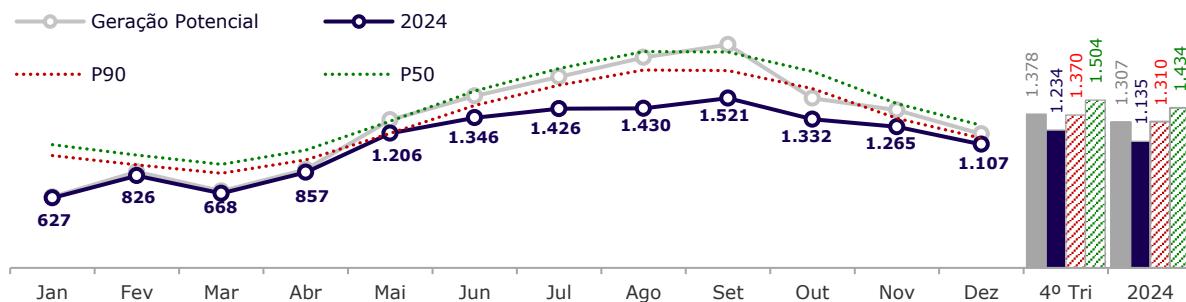
No ano de 2024, a produção de energia dos ativos eólicos do portfólio consolidado da Auren atingiu 1,1 GW médio, 13,7% superior a 2023 (1,0 GW médio) devido principalmente às entradas de operação definitiva dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína. Com relação à geração esperada para P90, a produção foi inferior em 13,4% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 20,8%, conforme Gráfico 8.

As variações decorrem principalmente das restrições de geração (*curtailment*) e do recurso eólico abaixo do esperado. No quarto trimestre de 2024 a produção de energia foi de 1,2 GW médio, 14,9% superior ao 4T23 (1,1 GW médio), representando 82,1% da certificação no P50 e 90,1% do P90. No entanto, quando observado o mês de dezembro, a produção de energia eólica já estava alinhada com o P90.

No Gráfico 8, apresentamos a comparação mensal da geração efetiva, da geração potencial (geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido às restrições por curtailment) e percentis 50 e 90 das certificações. Pode-se observar que, não fossem os cortes de 172,1 MW médios, a geração do ano de 2024 (linhas e barras cinzas) atingiria 99,7% da certificação P90. Cabe destacar, que a produção ainda sofreu impacto da baixa performance dos ativos oriundos da AES Brasil que apresentaram nível de disponibilidade abaixo dos níveis de projeto comprometendo a produção dos parques eólicos.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Gráfico 8 | Ativos Consolidado – Geração de Energia, Geração Potencial⁽⁸⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	1.234	1.135
Geração Potencial 2024	636	861	689	882	1.327	1.541	1.713	1.887	2.001	1.520	1.415	1.201	1.378	1.307
2023	680	776	736	638	940	1.177	1.294	1.194	1.299	1.233	966	1.019	1.074	998

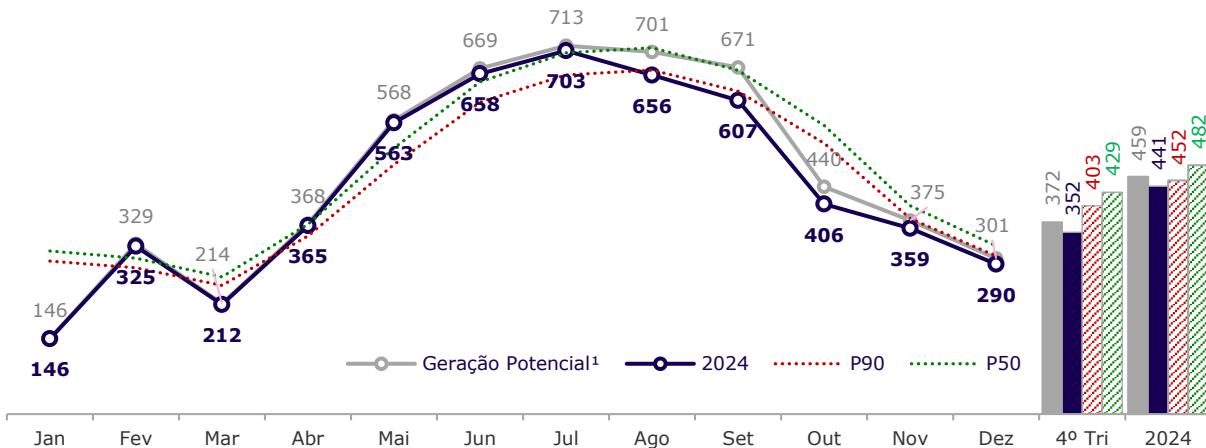
Neste sentido, considerando as diferenças operacionais e geográficas entre os ativos originários da Auren e aqueles incorporados após a aquisição da Auren Participações (antiga AES Brasil), é importante, neste primeiro momento, a avaliação individualizada do desempenho de cada portfólio. Dessa forma, podemos entender melhor as particularidades de cada base de ativos, como suas condições de operação e padrões de geração, para um monitoramento mais preciso da evolução do portfólio combinado.

A geração potencial de energia dos ativos eólicos que compunham o portfólio da Auren antes da transação com a AES Brasil, atingiu 459,1 MW médios em 2024, conforme Gráfico 9, superior em 1,1% à geração esperada para o P90 e inferior em 5,1% ao P50. A geração potencial atingiu 371,8 MW médios no 4T24, um trimestre marcado por períodos de recurso eólico abaixo do esperado e restrições que impactaram a geração. Com relação à geração esperada para o P90, a produção no 4T24 foi inferior em 7,8% e, em relação à geração esperada para o P50, foi inferior em 13,4%.

⁽¹⁾ Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Gráfico 9 | Conjunto de Ativos que faziam parte do portfólio da Auren antes da aquisição da AES – Geração de Energia, Geração Potencial⁽⁹⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	146	325	212	365	563	658	703	656	607	406	359	290	352	441
Geração Potencial 2024	146	329	214	368	568	669	713	701	671	440	375	301	372	459
2023	251	299	317	278	482	609	656	569	623	503	323	385	405	442

A geração potencial dos ativos eólicos incorporados pela Auren, atingiu 851,3 MW médios em 2024, conforme Gráfico 10. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 0,8% e, em relação à geração esperada para o P50, foi inferior em 10,6%. Já no quarto trimestre, a geração potencial atingiu 1.006,5 MW médios, 4,1% acima da geração esperada para o P90, e inferior em 6,4% em relação à geração esperada para o P50, devido principalmente à retomada das substituições de grandes componentes e inspeções proativas nos aerogeradores para recuperação e aumento do nível de disponibilidade.

⁽¹⁾Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Gráfico 10 | Ativos Incorporados com a aquisição da AES Brasil – Geração de Energia, Geração Potencial⁽¹⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médio)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	481	502	456	492	643	687	723	774	914	926	905	817	883	694
Geração Potencial 2024	490	532	475	514	759	872	1.000	1.186	1.331	1.081	1.040	900	1.006	851
2023	429	477	419	360	458	568	639	624	677	730	643	634	669	555

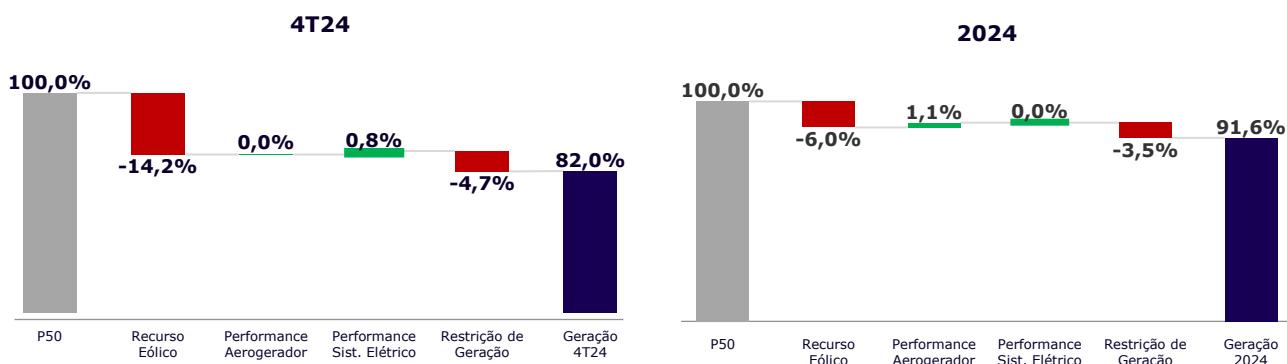
| Tabela 10 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexo Eólico	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)						% de Referência			
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4T24	P50 4T24	P90 2024	P50 2024
Ventos do Araripe III	358	120,8	142,6	-15,3%	153,3	155,7	-1,5%	-16,2%	-20,8%	-5,6%	-10,8%
Ventos do Piauí II	211	85,4	95,2	-10,3%	104	101,9	2,1%	-4,5%	-11,0%	4,2%	-2,9%
Ventos do Araripe I	210	66,0	73,9	-10,7%	81,2	86,1	-5,7%	-12,3%	-20,0%	-3,0%	-11,5%
Ventos do Piauí III	207	75,3	85,7	-12,1%	93,5	94,5	-1,1%	-11,0%	-17,3%	-1,9%	-8,8%
Ventos do Piauí I	206	70,3	81,1	-13,2%	90,2	90,0	0,2%	-17,0%	-21,5%	-4,7%	-9,8%
Caetés	182	103,9	96,6	7,6%	78,6	80,5	-2,4%	9,7%	-0,2%	-4,3%	-12,9%
Cajuína	684	312,1	123,8	152,1%	171,8	47,4	262,4%	-10,1%	-21,6%	-39,9%	-47,6%
Ventus	187	46,4	49,8	-6,8%	33,7	39,9	-15,5%	-17,2%	-25,0%	-25,1%	-32,1%
Salinas	50	20,9	21,8	-4,00%	14,2	17,0	-16,30%	-9,90%	-17,20%	-23,20%	-29,4%
Alto Sertão II	386	122,4	143,6	-14,7%	142,7	164,3	-13,2%	-17,2%	-22,9%	-10,2%	-16,4%
Tucano	322	140,8	84,6	66,4%	116,2	65,7	76,9%	-10,6%	-17,2%	-12,1%	-18,6%
Mandacaru	108	45,1	50,4	-10,6%	32,0	34,0	-5,9%	3,5%	-10,0%	-0,1%	-13,1%
Cassino	64	24,9	24,8	0,10%	23,5	20,7	13,60%	14,40%	4,20%	16,40%	6,0%
Total	3.176	1.234,4	1.073,9	14,9%	1.134,7	997,6	13,7%	-9,9%	-17,9%	-13,4%	-20,7%

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Conforme gráfico 11, avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração eólica nos ativos que compunham o portfólio da Auren antes da aquisição da AES foi impactado pelo menor recurso eólico e restrição de geração tanto no 4T24, influenciado principalmente pelo mês de outubro. O trimestre encerrou com uma produção 18,0 p.p. inferior à geração esperada com base no P50, sendo 14,2 p.p. explicado pelo recurso eólico e 4,7 p.p. devido ao *curtailment* compensados pela performance positiva de 0,8 p.p. referente ao sistema elétrico dos parques.

| Gráfico 11 | Desempenho da Geração Eólica dos Ativos Auren no 4T24 e 2024 (P50 em base 100)



Para os ativos eólicos incorporados (oriundos da AES Brasil), a produção verificada no 4T24 ficou em 82,1% do valor esperado e em linha com o valor observado para o conjunto dos ativos que compunham o portfólio da Auren antes da transação. No entanto, as variáveis que levaram ao desempenho abaixo do esperado distinguem-se daquelas que explicam o resultado dos ativos da Auren. Os ativos incorporados sofreram impacto negativo de performance dos aerogeradores, enquanto, nos ativos Auren, a performance dos aerogeradores ficou acima do esperado. Por outro lado, o impacto do recurso eólico nos ativos incorporados foi menos importante que o observado nos ativos Auren, pois estes estão distribuídos geograficamente em vários Estados, enquanto os ativos Auren estão concentrados em um único *cluster* instalado no sul do Piauí.

Em resumo, o *curtailment* foi a principal causa da frustração da produção, tanto no trimestre quanto no ano, seguida pela performance de ativos que concluíram recentemente a entrada em operação comercial, especificamente, Tucano (-14%) e Cajuína (-6%) e parcialmente compensados pelos bons resultados dos parques Ventus (+9%) e Mandacaru (+2%).

É importante reforçar que a gestão Auren está focada na recuperação do desempenho de seus novos ativos recém incorporados através de seu plano de otimização da performance dos parques eólicos.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica no 4T24 dos Ativos incorporados com a aquisição da AES Brasil (P50 em base 100)



Em relação ao resultado consolidado, os cortes de geração no quarto trimestre de 2024 totalizaram 143,7 MW médios, representando 10,4% da geração potencial⁽¹⁰⁾ do período, significativamente menores em comparação com o terceiro trimestre, que totalizou 14,1%⁽¹¹⁾. Essa dinâmica deve-se principalmente à entrada em operação da linha de transmissão Pacatuba localizada na região Nordeste entre Ceará e Rio Grande do Norte, às mudanças metodológicas para distribuição dos cortes de geração entre os agentes implementadas pelo ONS em setembro e à característica e sazonalidade do recurso eólico nos períodos. A partir de 17 de setembro de 2024, o ONS implementou uma nova metodologia para restrição de geração, adotando uma abordagem mais ampla, que prioriza áreas com maior sobrecarga no sistema elétrico. Segundo o Operador, a nova metodologia aumenta a confiabilidade do SIN e permite uma distribuição mais equilibrada das restrições de geração, evitando que sejam concentradas em um grupo específico de geradores ou em determinadas regiões. Essas mudanças, aliadas à entrada em operação da linha de transmissão Pacatuba e às características sazonais do recurso eólico, contribuíram para a redução da profundidade dos cortes de geração observados nos ativos oriundos do AES no quarto trimestre de 2024 em relação ao observado no terceiro trimestre.

⁽¹⁰⁾ Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

Solar

Com a aquisição da AES Brasil, o portfólio de geração fotovoltaica da Auren apresentou um incremento de 328 MWac aos 548 MWac de capacidade instalada já presentes antes da Transação, totalizando uma capacidade de 876 MWac.

| **Tabela 11 | Características Técnicas dos Complexos Solares**

Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MWac)	Fabricante Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Modalidade de O&M
MG	Sol do Jaíba V	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Primarizada
PI	Sol do Piauí I	48	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540W 52.316 de 545W	Primarizada
	Guaimbê	150	Ingeteam	BYD	557.550	381.150 de 320W 176.400 de 325W	Primarizada
	Água Vermelha Solar	76	Ingeteam	Astronergy	276.520	276.520 de 340W	Primarizada
SP	Boa Hora	69	Huawei	Astronergy	246.240	99.360 de 330W 146.880 de 335W	Primarizada
	Água Vermelha VII	33	Sungrow	JA Solar	73.660	5.568 de 540W 68.092 de 545W	Primarizada
Total		876	-	-	2.218.220	-	-

Com uma capacidade instalada total de 876,4 MWac, após a conclusão da entrada em operação de Sol do Jaíba (500,0 MWac) e a integração dos ativos adquiridos da AES Brasil (Guaimbê, Água Vermelha e Boa hora), a companhia se aproxima do que entendemos como portfólio ótimo para fonte solar. Esses parques são importantes para a matriz energética da companhia, dada a estabilidade e a previsibilidade do recurso solar e sua complementariedade com as demais fontes.

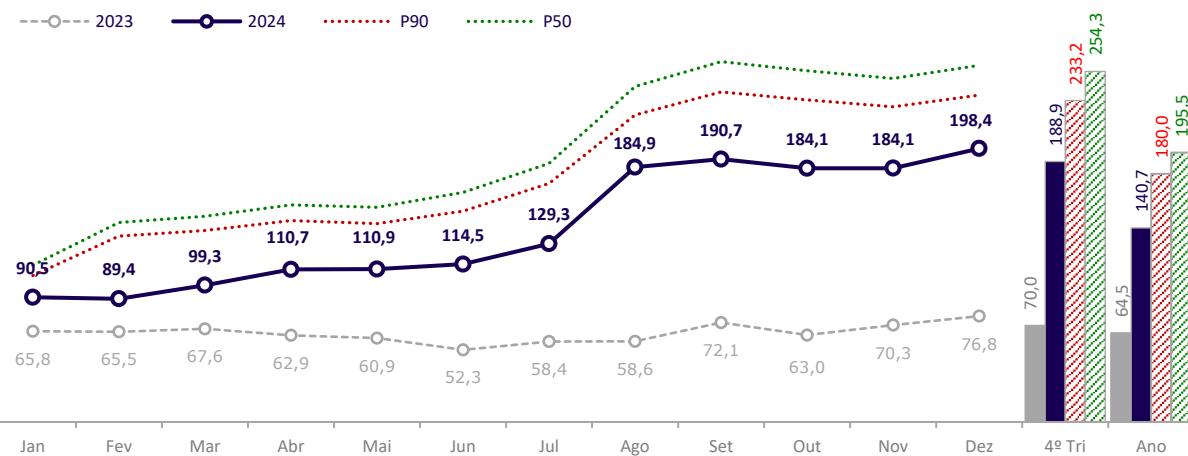
A produção de energia dos ativos solares Auren atingiu 188,9 MW médios no 4T24, 169,7% superior ao 4T23 (70,0 MW médios), devido à conclusão da entrada em operação comercial dos projetos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 19,0% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 25,7%, devido, principalmente, a restrições de geração (*curtailment*).

No ano, a produção de energia dos ativos solar fotovoltaicos atingiu 140,7 MW médios, 118,1% superior a 2023 (64,5 MW médios), devido principalmente às entradas de operação definitiva dos novos parques. Com relação à geração

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

esperada para P90, a produção foi inferior em 21,8%, enquanto foi inferior em 28,0% em relação à geração média (P50), principalmente refletindo as restrições de geração e o período de *ramp-up* do projeto de Sol do Jaíba.

| Gráfico 13 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



| Tabela 12 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)						% de Referência			
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4T24	P50 4T23	P90 2024	P50 2023
Sol do Jaíba	500	116,4	-	-	68	-	-	-18,7	-26,9	-29,5	-36,7
Guaimbê	150	25,0	33,0	-24,2%	28,4	30,7	-7,5%	-21,2	-23,4	-4,9	-7,6
Água Vermelha Solar	76	14,9	19,4	-22,9%	15,6	17,6	-11,7%	-20,8	-24,8	-10,6	-15,1
Boa Hora	69	14,4	17,7	-18,5%	15	16,2	-7,3%	-16,7	-20,8	-5,7	-10,4
Sol do Piauí I	48	12,0	-	-	10,4	-	-	-6,7	-15,5	-8,7	-17,3
Água Vermelha VII	33	6,2	-	-	3,4	-	-	-35	-39,8	-62,7	-55,0
Total	876	188,9	70,0	169,7%	140,7	64,5	118,1%	-19,0	-25,7	-21,8	-28,0
Subtotal⁽¹¹⁾	295	6,2	54,3	70,1	59	64,5	-8,5%	-20,0	-23,2	-14,0	-17,4

O *curtailment* teve um impacto significativo na geração de energia tanto no quarto trimestre de 2024 quanto no ano como um todo. No quarto trimestre, o *curtailment* resultou em uma redução de 47,4 MW médios na geração. Caso as restrições de geração não tivessem ocorrido, a geração teria atingido 92,9% da P50 e 101,3% da P90. Para o ano de 2024,

⁽¹¹⁾ Subtotal referente apenas a Guaimbê, Água Vermelha e Boa Hora, que possui bases comparáveis no 4T24 vs 4T23. Os demais complexos não estavam 100% operacionais nos períodos analisados.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

o *curtailment* impactou em 30,9 MW médios. Sem essas restrições, a geração teria alcançado 87,8% da P50 e 95,3% da P90.

Curtailment

No ano de 2024, o impacto combinado da restrição de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos foi de 203 MW médios. Parte relevante do *curtailment* do período ocorreu em função do atraso da entrada em operação comercial da linha de transmissão de Pacatuba – Jagaruana II, localizada entre os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, que iniciou sua operação em 15 de outubro de 2024. Outro fator que impactou o efeito das restrições no SIN foi o aumento do despacho de termelétricas.

Por outro lado, o atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange o perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Os três primeiros trimestres de 2024 foram marcados por um cenário hidrológico bastante recessivo. Dada essa conjuntura e o aumento de fontes intermitentes na matriz energética brasileira, o PLD apresentou, entre o final de junho e o início de dezembro de 2024, um comportamento bastante volátil em respos

a a este cenário, mesmo em um sistema estruturalmente sobre ofertado, como demonstrado mais especificamente no Gráfico 5.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada - com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica-, a Auren aferiu resultados bastante positivos quando seu perfil de geração é marcado ao preço de curto prazo, principalmente, no quarto trimestre de 2024. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia tem perfil constante (flat), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo, e uma

arcela maior da geração é liquidada nos momentos de maior preço. Com base nos dados de geração e preço horário do ano de 2024, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 58 milhões para a Auren.

No ano, considerando os critérios do ONS, o impacto do *curtailment* em todos os ativos do portfólio combinado em termos financeiros foi de R\$ 202 milhões. Desse montante, R\$ 22 milhões são relativos aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL), sujeitos a resarcimentos. Desconsiderando os efeitos passíveis de resarcimento, os ganhos obtidos pela Companhia com modulação conforme mencionado acima ajudaram a companhia a mitigar parte do efeito do *curtailment*, resultando em um impacto líquido de R\$ 122 milhões.

Desempenho Financeiro Consolidado

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 UHEs, além de 50% de participação na *joint-venture* entre Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III).

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

| **Resultados dos exercícios**

R\$ milhões	2024	2023	Var.
Receita Líquida	8.060,0	6.181,9	30,4%
Custo com energia elétrica	(5.634,2)	(4.020,5)	40,1%
Margem Líquida	2.425,7	2.161,4	12,2%
<i>Margem Líquida</i>	30,1%	35,0%	-4,9 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(737,6)	(606,4)	21,6%
EBITDA	1.840,5	1.677,9	9,7%
Contratos Futuros de Energia	(13,1)	13,4	n.a.
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(130,6)	(139,7)	-6,5%
Recebimento de dividendos	230,9	229,6	0,6%
Despesas com iniciativas de crescimento	86,0	-	n.a.
Outros Ajustes	(3,1)	12,3	n.a.
EBITDA Ajustado	2.010,6	1.793,5	12,1%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	24,9%	29,0%	-4,1 p.p.
Depreciação e Amortização	(713,2)	(677,3)	5,3%
Equivalência Patrimonial	164,4	73,3	124,2%
Resultado Financeiro Líquido	(761,3)	(238,0)	219,9%
LAIR	530,4	835,9	-36,6%
Impostos (IR/CSLL)	(258,5)	(1.153,6)	-77,6%
Resultado Líquido	271,9	(317,7)	-185,6%

Margem Líquida

A Margem Líquida totalizou R\$ 2.425,7 milhões em 2024, aumento de 12,2% na comparação com o 2023 R\$ 2.161,4 milhões.

- a) **Receita Líquida:** o crescimento de 30,4% é devido, principalmente, à contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES, no montante de R\$668,8 milhões, além de incremento do volume de energia comercializada e à entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.
- b) **Custo com Energia Elétrica:** o crescimento de 40,1% é principalmente devido ao aumento do volume transacionado na comercializadora, aliado a novos contratos para equalizar o balanço energético da Companhia em função da frustração de geração no período e à contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES, no montante de R\$260,3 milhões.

Custos e Despesas (PMSO)

A variação nos custos e despesas (PMSO) de R\$ 131,2 milhões, é explicada pela inclusão na consolidação de 2024 do PMSO referente a aquisição da Esfera e AES de R\$ 160,5 milhões, além da entrada em operação do Complexo Solar Sol

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

de Jaíba de R\$ 19,8 milhões, compensados por R\$ 43,5 milhões de sinergias recorrentes em novembro e dezembro, ressaltando o compromisso da Administração com eficiência e captura de valor, uma economia equivalente superior a R\$ 250 milhões em um ano completo.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) registrou uma receita de R\$ 152,3 milhões, 23,9% superior à receita registrada em 2023 (R\$ 122,9 milhões), também explicada pelo efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia. No Gráfico abaixo, demonstramos a variação do saldo da marcação a mercado, ficando evidente a agregação de valor da Auren, que adicionou R\$ 322,0 milhões da marcação a mercado de contratos de energia ao longo do ano, além da realização de ganhos no valor de R\$ 308,9 milhões de posições construídas em períodos anteriores.

| Evolução do Saldo de Marcação a Mercado ao Longo de 2024 (R\$ milhões)



⁽¹⁾ Agregação de margem futura a partir de 2025.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

EBITDA Ajustado

| **Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado**

R\$ milhões	2024	2023	Var.
EBITDA	1.840,5	1.677,9	9,7%
Itens Não Recorrentes Relacionados à Aquisição da AES Brasil	86,0	-	n.a.
Contratos Futuros de Energia	(13,1)	13,4	n.a.
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(130,6)	(139,7)	-6,5%
Recebimento de dividendos	230,9	229,6	0,6%
Outros Ajustes	(3,1)	12,3	n.a.
EBITDA Ajustado	2.010,6	1.793,5	12,1%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>24,9%</i>	<i>29,0%</i>	<i>-4,1 p.p.</i>

No ano, o EBITDA Ajustado foi de R\$ 2.010,6 milhões, aumento de 12,1% em relação a 2023 (R\$ 1.793,5 milhões), com impacto de -4,1 p.p. na margem EBITDA do período.

As variações observadas podem ser explicadas majoritariamente pela contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES, no montante de R\$350,9 milhões e à entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.

Resultado Financeiro

| **Resultado Financeiro Consolidado**

R\$ milhões	2024	2023	Var.
Receitas Financeiras	714,9	943,5	-24,2%
Despesas Financeiras	(1.476,2)	(1.181,5)	24,9%
Resultado Financeiro Líquido	(761,3)	(238,0)	219,9%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 761,3 milhões em 2024, maior despesa na comparação a 2023 (R\$ 238,0 milhões).

- a) **Receitas Financeiras:** R\$ 714,9 milhões em 2024, 24,2% inferior ao registrado em 2023 (R\$ 943,5 milhões), principalmente pelos efeitos relacionados à indenização da UHE Três Irmãos ocorridos no 1S23: (i) atualização monetária (R\$ 262,3 milhões); e (ii) reversão do ajuste a valor presente (R\$ 218,4 milhões). Ainda, é importante mencionar a menor dedução de PIS e COFINS no período (-R\$ 23,8 milhões em 2024 ante -R\$ 147,5 milhões em 2023), devido à tributação sobre a atualização do ganho sobre a indenização da UHE Três Irmãos registrada em 2023. Parcialmente compensado pelo incremento relacionado à combinação de negócios com a AES, no montante de R\$ 101,2 milhões.

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

b) Despesas Financeiras: R\$ 1.476,2 milhões em 2024, aumento de 24,9% em relação a 2023 (R\$ 1.181,5 milhões).

A maior despesa financeira decorre, principalmente, do maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 27,0 bilhões em dezembro/24 ante R\$ 6,4 bilhões em dezembro/23) devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a AES.

Resultado Líquido

| Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	2024	2023	Var.
EBITDA	1.840,5	1.677,9	9,7%
Depreciação/Amortização	(713,2)	(677,3)	5,3%
Resultado Financeiro Líquido	(761,3)	(238,0)	219,9%
IR/CS	(258,5)	(1.153,6)	-77,6%
Equivalência Patrimonial	164,4	73,3	124,2%
Resultado Líquido	271,9	(317,7)	-185,6%

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou um lucro de R\$ 271,9 milhões em 2024, ante um prejuízo de R\$ 317,7 milhões em 2023. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 1.840,5 milhões em 2024, superior em 9,7%. O crescimento é atribuído, majoritariamente, pela contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES, no montante de R\$273,3 milhões, à performance comercial, impactando as linhas de receita e de marcação a mercado, além da entrada em operação do projeto Sol de Jaíba e a reversão de litígios no trimestre.
- b) Depreciação/Amortização:** R\$ 713,2 milhões em 2024, aumento de 5,3% em relação com o registrado em 2023 (R\$ 677,3 milhões), devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a AES e da entrada em operação do projeto Sol de Jaíba.
- c) Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** R\$ 258,5 milhões, 77,6% inferior aos R\$ 1.153,6 contabilizados em 2023, principalmente em função do one-off da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no 2023.
- d) Equivalência Patrimonial:** a Companhia registrou receita de R\$ 164,4 milhões, aumento de 124,2% em relação ao registrado em 2023 (R\$ 73,3 milhões).

Auren Energia S.A.
Relatório da Administração
Em 31 de dezembro de 2022

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 2024, a ação ordinária da Auren estava cotada em R\$ 8,77 e seu valor de mercado era de R\$ 9,2 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 2024 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 2024 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 elucidas.

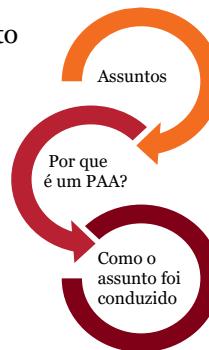
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, 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 internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS").

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, 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

Combinação de Negócios (Notas 1.2.1(a) e 5)

Conforme Notas 1.2.1(a) e 5 às demonstrações financeiras, em 15 de maio de 2024 a Companhia e sua controlada ARN Energia Holding S.A. ("ARN") celebraram o acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças ("Acordo") com a Auren Participações S.A. (anteriormente denominada AES Brasil Energia S.A.). O processo de aquisição foi finalizado em 31 de outubro de 2024, após cumprimento de todas as condições precedentes.

Esta transação foi avaliada como combinação de negócios sob o escopo da norma (CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios/IFRS 3 - Business Combinations), contabilizada pelo método de aquisição, que requer, entre outros procedimentos, que a Companhia determine a data de aquisição efetiva do controle, o valor justo da contraprestação transferida, o valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos e a apuração dos resultados auferidos na combinação de negócios.

Tais procedimentos envolvem um elevado grau de julgamento e a necessidade de que sejam desenvolvidas estimativas de valores justos baseadas em cálculos e premissas relacionados ao desempenho futuro dos negócios adquiridos, e que estão sujeitos a um elevado grau de incerteza. Em razão do alto grau de julgamento relacionado, e do impacto que eventuais alterações nas premissas poderiam ter nas demonstrações financeiras, consideramos este um assunto significativo para nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido 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 e avaliação de combinações de negócios.
- Obtenção do entendimento sobre a transação, avaliação dos aspectos contratuais que formalizaram a operação e a verificação dos efeitos contábeis resultantes dessa transação nas demonstrações financeiras da Companhia.
- Avaliação da determinação do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, preparado por avaliadores independentes contratados pela Administração e a avaliação da competência desses avaliadores.
- Com auxílio de nossos especialistas em avaliação, analisamos a metodologia utilizada pela Administração na mensuração dos valores justos, avaliamos a razoabilidade das premissas utilizadas e os cálculos efetuados, confrontando-os com informações de mercado, quando disponíveis, bem como com os documentos que formalizaram a transação.
- Realizamos a leitura e avaliamos a adequação das divulgações realizadas nas notas explicativas.

Com base no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o processo de aquisição, incluindo a metodologia utilizada e as premissas adotadas para identificação e mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, entendemos que os critérios e premissas adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas, estão adequadas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Porque é um PAA

Contabilização dos contratos de comercialização de energia - Carteira de Negociação ("Trading") (Notas 6 e 17)

Conforme divulgado nas Notas 6 e 17 às demonstrações financeiras, a Companhia, por meio de suas controladas possui parte significativa de suas receitas derivadas de operações de *trading* 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 2024, sendo necessário conhecimento técnico e de mercado pela Administração da Companhia.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

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.
- Avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas.

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.

Porque é um PAA

Empréstimos e Financiamentos (Nota 14)

Conforme divulgado na Nota 14, 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\$ 8.427.669 mil e R\$ 27.044.736 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 voto 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.

Como o assunto foi conduzido 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.
- 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 às demonstrações financeiras divulgadas em períodos anteriores.
- Recálculo dos covenants financeiros e avaliação do seu cumprimento.
- Avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas.

Os resultados alcançados pelos procedimentos de auditoria anteriormente mencionados estão consistentes com a avaliação da Administração apresentada nas divulgações das notas explicativas, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Provisão para litígios (Nota 20)

Conforme divulgado na Nota 20, às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas apresentavam provisões para prováveis perdas decorrentes de processos judiciais, mensuradas com base na

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação da consistência entre a política contábil relacionada com as provisões e os procedimentos adotados pela Administração para determinação das provisões

Porque é um PAA

análise de prognóstico dos respectivos processos e das causas, no valor de R\$ 875.775 mil.

Adicionalmente, o Grupo possui ações tributárias, cíveis, ambientais e trabalhistas em andamento no montante de R\$ 3.010.346 mil, para as quais não foram registradas provisões nas demonstrações financeiras consolidadas, considerando que as perspectivas para perda tenham sido avaliadas como possíveis pela Administração, a partir do suporte dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia e suas controladas.

Provisões e passivos contingentes apresentam incerteza inerente em relação ao seu prazo e ao seu valor de liquidação. Adicionalmente, o reconhecimento e a mensuração das provisões e dos passivos contingentes requerem que a Administração da Companhia exerça julgamentos relevantes para estimar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos dos processos judiciais e administrativos dos quais a Companhia e suas controladas são parte envolvidas.

A determinação dos valores dos processos judiciais provisionados e de passivos contingentes divulgados em notas explicativas requer julgamentos relevantes sobre diferentes interpretações doutrinárias e jurisprudenciais utilizadas para estimar os valores e a probabilidade de saída de recursos decorrentes desses processos.

Esse assunto foi considerado um dos Principais Assuntos de Auditoria, considerando que a utilização de diferentes estimativas e premissas para a determinação dos valores dos processos judiciais provisionados e divulgados poderia produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados e reconhecidos contabilmente pela Administração.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

e suas respectivas divulgações. Adicionalmente, também consideramos:

- Entendimento e avaliação dos controles internos relevantes determinados pela Administração sobre a mensuração e a existência dos processos;
- Avaliação da consistência dos critérios e das premissas para mensuração, reconhecimento e classificação de risco de perda dos processos, preparada pela Administração a partir de avaliações realizadas pelos seus assessores jurídicos internos e externos;
- Obtenção de confirmações de informações diretamente com os assessores jurídicos internos e externos da Companhia.
- Revisão analítica das movimentações da conta de provisão para litígios e contingências, durante o exercício.
- Discussão dos assuntos mais relevantes com os Órgãos de Governança da Companhia.
- Análise da adequação das divulgações apresentadas em notas explicativas.

Consideramos que os critérios e as premissas adotados pela Administração para a determinação da provisão para processos judiciais e contingências, bem como as divulgações efetuadas sobre passivos contingentes, são consistentes com as avaliações dos assessores jurídicos internos e externos e com as demais informações obtidas.

Realização de créditos tributários diferidos de Imposto de Renda e Contribuição Social (Nota 16(b))

Conforme divulgado na nota 16b, às demonstrações financeira, a Companhia e suas controladas

Os principais procedimentos de auditoria executados incluíram, entre outros, os seguintes:

Porque é um PAA

apresentavam, em 31 de dezembro de 2024, 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\$ 2.172.103 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, taxas de descontos, 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.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

- Entendimento sobre as políticas da Administração e o processo de elaboração e aprovação, pela Administração da Companhia, das projeções dos fluxos de caixa utilizadas nas projeções dos lucros tributáveis futuros.
- Análise das principais premissas e testes sobre os estudos de realização dos tributos diferidos ativos, reconhecidos nas demonstrações financeiras.
- Discussão com a Administração sobre os planos de negócio aprovados.
- Análise da adequação 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.

Recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis (teste de impairment) (Notas 12 e 13)

Conforme divulgado nas Notas 12 e 13 às demonstrações financeira, em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía registrado em suas demonstrações financeiras consolidadas os montantes de R\$ 26.203.796 mil e R\$ 7.335.883 mil, referentes a ativos imobilizados e intangíveis, respectivamente, os quais se referem,

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, das projeções dos fluxos de caixa utilizados nos testes de

Porque é um PAA

substancialmente, aos investimentos em infraestrutura efetuados em conexão com os contratos de concessão pública.

A Administração realiza, no mínimo anualmente, a avaliação de indicativos de redução ao valor recuperável e, quando aplicável, teste de *impairment* 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 *impairment* 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.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

- recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis (teste de *impairment*).
- Análise da razoabilidade das principais premissas utilizadas e testes matemáticos das projeções de recuperabilidade dos ativos imobilizado e intangíveis.
- Revisão da análise de sensibilidade das projeções efetuada pela Administração da Companhia, considerando diferentes intervalos e cenários.
- Discussão com a Administração sobre os planos de negócio aprovados e divulgados.
- Análise da adequação das divulgações apresentadas em notas explicativas.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima summarizados, consideramos que as premissas utilizadas nos cálculos efetuados pela Administração em seu teste de *impairment*, assim como as divulgações, são consistentes com as documentações apresentadas, em todos os aspectos relevantes, no contexto das demonstrações financeiras.

Outros assuntos

Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis IFRS, 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 com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), 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 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.

Auren Energia S.A.

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.
- Concluímos 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.

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.



Auren Energia S.A.

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, 24 de fevereiro de 2025

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

Carlos Eduardo Guaraná Mendonça
Contador CRC 1SP196994/O-2

	Nota	2024	Consolidado	2024	Controladora
			2023		2023
Receita líquida	6	8.059.951	6.181.890	-	-
Custo com energia elétrica	7	(5.634.213)	(4.020.503)	-	-
Custo com operação	7	(996.735)	(835.322)	-	-
Lucro bruto		1.429.003	1.326.065	-	-
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas gerais e administrativas	7	(454.065)	(448.384)	(135.873)	(201.575)
Outras receitas operacionais, líquidas	7	152.343	122.921	47	2.741
		(301.722)	(325.463)	(135.826)	(198.834)
Lucro (prejuízo) operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro		1.127.281	1.000.602	(135.826)	(198.834)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	11(b)	164.384	73.312	462.480	(201.585)
		164.384	73.312	462.480	(201.585)
Resultado financeiro líquido					
Receitas financeiras	8	714.887	943.493	139.792	143.388
Despesas financeiras	8	(1.476.179)	(1.181.500)	(264.991)	(96.317)
		(761.292)	(238.007)	(125.199)	47.071
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social		530.373	835.907	201.455	(353.348)
Imposto de renda e contribuição social					
Correntes	16(a)	(172.128)	(753.427)	-	-
Diferidos	16(a)	(86.376)	(400.169)	49.483	35.659
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		271.869	(317.689)	250.938	(317.689)
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas controladores		250.938	(317.689)	250.938	(317.689)
Lucro líquido atribuível aos acionistas não controladores		20.931	-	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		271.869	(317.689)	250.938	(317.689)
Quantidade de ações - milhares		1.050.378	1.000.000	1.050.378	1.000.000
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações, em reais		0,26519	(0,31769)	0,24477	(0,31769)

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	271.869	(317.689)	250.938	(317.689)
Outros componentes do resultado abrangente do exercício a serem posteriormente reclassificados para o resultado				
Instrumentos financeiros derivativos, líquido dos efeitos tributários	(5.570)	(516)	(5.570)	(516)
Perda (ganho) de participação de investida	(1.501)	43	(1.501)	43
Outros resultados abrangentes	837	(2.250)	790	(2.250)
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 21 (e))	579.282	(201.226)	579.282	(201.226)
	844.917	(521.638)	823.939	(521.638)
Resultado abrangente atribuível aos acionistas controladores	823.939	(521.638)	823.939	(521.638)
Resultado abrangente atribuível aos acionistas não controladores	20.978	-	-	-
Total do resultado abrangente do exercício	844.917	(521.638)	823.939	(521.638)

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



Nota	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	530.373	835.907	201.455	(353.348)
Ajustes de itens que não representam alteração de caixa e equivalentes de caixa				
Depreciação e amortização	7	637.363	641.809	10.663
Amortização de mais-valia	7	75.827	35.466	-
Ganho (perda) com venda de imobilizado e ativos disponíveis para venda		(25.624)	3.944	-
Baixa de intangível	7	5.489	-	-
Remuneração de arrendamentos		(15.169)	-	-
Equivalência patrimonial	11(b)	(164.384)	(73.312)	(462.480)
Juros, variações monetárias e cambiais		691.166	612.418	244.828
Apropriação de custos de captação	14(c)	21.196	16.934	3.054
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais	8	6.503	2.928	-
Baixa de atualização monetária de reversão de litígios		(37.888)	-	-
Hedge financeiro		(125.204)	4.199	-
Contratos futuros de energia	7	(13.070)	13.402	-
Rendimentos sobre fundo de reserva		(28.914)	(20.432)	-
Custo financeiro da securitização		-	236.595	-
Constituição (reversão) de provisões				
Provisão (reversão) para litígios		(159.614)	(146.999)	-
Provisão de resarcimento	6	128.426	40.828	-
Reversão de provisão de <i>impairment</i> de ativo intangível		(3.222)	-	-
Provisão (reversão) de obrigações socioambientais		5.776	(2.611)	-
Provisão (reversão) de incentivo de longo prazo		(9.637)	12.924	(6.949)
Atualizações de saldos				-
Ativos indenizáveis pela União	8	-	(262.264)	-
Provisão para litígios	8	67.149	41.840	2
Benefícios pós-emprego	8	142.553	175.163	-
Custo do serviço de benefícios pós-emprego		(171)	-	-
Depósitos judiciais	8	(13.780)	(12.770)	(51)
Ajuste a valor presente				(13)
Ativos indenizáveis pela União	8	-	(218.444)	-
Realização do ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis	8	-	(11.518)	-
Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	8	21.038	21.643	-
UBP - Uso do bem público	8	1.512	3.754	-
Alienação de participação de investidas		(17.891)	(10.297)	(2.196)
Arrendamentos		5.340	7.433	1.959
	1.725.143	1.948.540	(9.715)	(60.510)
Decréscimo (acréscimo) em ativos				
Instrumentos financeiros derivativos		328.018	(4.199)	-
Contas a receber de clientes		(228.666)	(61.616)	-
Ativos indenizáveis pela União		-	4.164.648	-
Tributos a recuperar		(17.982)	(31.508)	31.783
Cauções e depósitos judiciais		114.934	15.161	(1)
Partes relacionadas		52.975	29.678	20.718
Demais créditos e outros ativos		(65.157)	36.985	252
Acréscimo (decréscimo) em passivos				-
Fornecedores		174.516	94.986	912
Instrumentos financeiros derivativos		(281.455)	(15.049)	-
Obrigações estimadas e folha de pagamento		16.549	15.732	(17.177)
Tributos a recolher		(22.830)	(45.525)	1.676
Encargos setoriais		(2.197)	1.294	-
Pagamento de resarcimento	19	(104.375)	(28.760)	-
Pagamento de obrigações socioambientais		(23.350)	(22.809)	-
Pagamento de UBP - Uso do bem público		(38.667)	(44.423)	-
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais		(76.150)	(117.617)	-
Pagamento de benefícios pós-emprego	21	(134.324)	(110.896)	-
Demais obrigações e outros passivos		7.641	(95.385)	(80)
	1.424.623	5.729.237	28.368	(1.575)
Caixa proveniente das (aplicado nas) operações				
Juros pagos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	14(c)	(682.969)	(330.422)	(152.108)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(141.120)	(736.970)	-
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais		600.534	4.661.845	(123.740)
				(108.280)

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



Nota	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Resgate (aplicação) de aplicações financeiras	571.858	111.595	-	-
Aplicação em conta reserva	(15.466)	(15.878)	-	-
Aquisição de imobilizado e intangível	12(a)e13(a)	(248.264)	(2.090.790)	(18.173)
Recebimento pela venda de ativo imobilizado e disponível para venda	7	35.173	-	-
Aumento de capital em investidas	11(b)	(9.257)	-	(1.239.000)
Redução de capital em investidas	11(b)	-	80.000	-
Aquisição de investimento - Auren Participações, líquido do caixa incluído	1.2.1(a)(vii)	(4.490.012)	-	(6.358.682)
Aumento de capital - Combração de Negócios		(516.374)	-	-
Aquisição de investimento - Esfera Energia, líquido do caixa incluído	1.2.1(b)	(61.866)	-	-
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	1.2.1(d)	230.930	229.617	1.643.111
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento		(4.503.278)	(1.765.456)	(5.892.744)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Captação de recursos	14(c)	10.009.688	990.795	8.300.000
Liquidação de empréstimos, financiamentos e debêntures	14(c)	(2.137.464)	(755.694)	(300.000)
Custo da captação de recursos	14(c)	(122.954)	(7.216)	(61.775)
Liquidação de arrendamentos		(12.571)	(12.213)	(4.479)
Liquidação de instrumento derivativo		65.393	-	-
Incorporação ARN - Combração de Negócios		516.374	-	-
Pagamento de dividendos	1.2.1(c)	(399.950)	(2.999.626)	(399.950)
Pagamento por aquisição de ações em tesouraria		(53.617)	-	(53.617)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamentos		7.864.899	(2.783.954)	7.480.179
Acréscimo (decréscimo) em caixa e equivalentes de caixa		3.962.155	112.435	1.463.695
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		3.238.394	3.125.959	577.715
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		7.200.549	3.238.394	2.041.410
				577.715

	Nota	Consolidado		Controladora		
		2024	2023	2024	2023	
Ativo						
Circulante						
Caixa e equivalentes de caixa	9	7.200.549	3.238.394	2.041.410	577.715	
Aplicações financeiras	9	2.629	-	-	-	
Fundo de liquidez - Conta reserva	9	17.875	7.827	-	-	
Instrumentos financeiros derivativos		199.900	-	-	-	
Contas a receber de clientes	10	1.492.867	679.476	-	-	
Tributos a recuperar		261.258	139.249	27.196	56.405	
Dividendos a receber	22	8.865	2.027	313.351	43.489	
Partes relacionadas	22	-	3.922	108.938	8.618	
Contratos futuros de energia	17	1.682.708	1.811.433	-	-	
Cauções e depósitos judiciais		4.307	-	-	-	
Ressarcimento		3.203	-	-	-	
Outros ativos		263.633	47.155	2.021	1.331	
		11.137.794	5.929.483	2.492.916	687.558	
Ativos mantidos para venda			8.378	-	-	
		11.137.794	5.937.861	2.492.916	687.558	
Não circulante						
Realizável a longo prazo						
Fundo de liquidez - Conta reserva	9	892.406	182.616	-	-	
Partes relacionadas	22	109.521	103.169	118.050	220.404	
Cauções e depósitos judiciais		76.626	170.780	410	358	
Tributos a recuperar		136.736	1.937	6	-	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16(b)	2.172.103	2.698.782	-	-	
Contratos futuros de energia	17	2.230.198	3.433.262	-	-	
Ativo sujeito à indenização		21.799	21.799	-	-	
Instrumentos financeiros derivativos		14.851	-	-	-	
Ressarcimento		6.038	-	-	-	
Outros ativos		5.524	14.555	6.591	7.533	
		5.665.802	6.626.900	125.057	228.295	
Investimentos	11	2.261.558	2.057.307	20.624.734	12.515.519	
Imobilizado	12	26.203.796	11.849.347	27.403	47.533	
Intangível	13	7.335.883	2.458.453	174.582	146.724	
Direito de uso sobre contratos de arrendamento		149.284	64.689	21.962	16.672	
		41.616.323	23.056.696	20.973.738	12.954.743	
Total do ativo		52.754.117	28.994.557	23.466.654	13.642.301	

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Passivo e patrimônio líquido					
Circulante					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	14	2.698.720	851.786	164.076	393.670
Fornecedores	15	1.305.510	572.321	10.986	12.925
Arrendamentos		10.902	6.080	4.304	2.966
Instrumentos financeiros derivativos		64.335	-	-	-
Contratos futuros de energia	17	1.425.595	1.639.680	-	-
Obrigações estimadas e folha de pagamento		116.781	98.872	48.894	66.071
Tributos a recolher		150.061	76.628	4.610	2.934
Encargos setoriais		39.623	23.129	-	-
Partes relacionadas	22	-	-	13.634	-
Dividendos a pagar	22	164.253	659	60.033	386
UBP - Uso do bem público		11.714	38.549	-	-
Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	18	57.200	45.599	-	-
Provisão de resarcimento	19	961.966	341.142	-	-
Provisão para litígios	20	81.968	107.741	-	-
Outros passivos		59.748	48.565	2.391	1.387
		7.148.376	3.850.751	308.928	480.339
Não circulante					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	14	24.346.016	5.500.048	8.263.593	-
Arrendamentos		159.661	60.649	18.648	14.147
Instrumentos financeiros derivativos		45.669	-	-	-
Contratos futuros de energia	17	2.296.975	3.423.668	-	-
Tributos a recolher		29.245	23.842	-	-
Partes relacionadas	22	146.784	109.270	93.434	90.580
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16(b)	1.408.699	707.181	1.562.593	664.580
UBP - Uso do bem público		-	10.178	-	-
Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	18	417.747	247.309	-	-
Provisão de resarcimento	19	459.803	89.143	-	-
Provisão para litígios	20	793.807	876.639	209	-
Benefícios pós-emprego	21	868.771	1.633.085	-	-
Outros passivos		149.210	93.841	17.553	23.702
		31.122.387	12.774.853	9.956.030	793.009
Total do passivo		38.270.763	16.625.604	10.264.958	1.273.348
Patrimônio líquido	23				
Capital social		6.187.772	5.940.137	6.187.772	5.940.137
(-) Ações em tesouraria		(53.617)	-	(53.617)	-
Reserva de capital		5.979.917	5.705.533	5.979.917	5.705.533
Reservas de lucros		923.944	1.132.604	923.944	1.132.604
Ajustes de avaliação patrimonial		163.680	(409.321)	163.680	(409.321)
Participação dos acionistas não controladores		1.281.658	-	-	-
Total do patrimônio líquido		14.483.354	12.368.953	13.201.696	12.368.953
Total do passivo e patrimônio líquido		52.754.117	28.994.557	23.466.654	13.642.301

	Nota	Reserva de lucros						Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido
		Capital social	Reserva de capital	Legal	Retenção	Lucros (prejuízos) acumulados	(-) Ações em tesouraria				
Em 1º de janeiro de 2023		5.940.137	5.703.189	197.085	3.618.039	(317.689)	-	(205.372)	15.253.078	-	15.253.078
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	(317.689)	-	-	(317.689)	-	(317.689)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(203.949)	(203.949)	-	(203.949)
Total do resultado abrangente do exercício						(317.689)		(203.949)	(521.638)		(521.638)
Plano de outorga de ações restritas	-	2.344	-	-	-	-	-	-	2.344	-	2.344
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	(2.364.831)	-	-	-	-	(2.364.831)	-	(2.364.831)
Absorção de prejuízo do exercício	-	-	(317.689)	317.689	-	-	-	-	-	-	-
Contribuições aos acionistas		2.344	-	(2.682.520)	317.689	-	-	-	(2.362.487)	-	(2.362.487)
Em 31 de dezembro de 2023		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
Mutações patrimoniais oriundas da Combinação de Negócios											
Reserva de lucro oriunda da combinação de negócios	1.2.1(viii)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.110.193	1.110.193
Ajuste a valor justo (PPA Auren Participações) - não controladores	1.2.1(viii)	-	-	-	-	-	-	-	-	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 - Auren Participações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.560	37.560
Demais mutações patrimoniais do exercício											
Plano de outorga de ações restritas	23.2	-	5.645	-	-	-	-	-	5.645	-	5.645
Recompra de ações	23.6	-	-	-	-	-	(53.617)	-	(53.617)	-	(53.617)
Dividendos adicionais deliberados											
Dividendos de exercícios anteriores	-	-	-	(400.000)	-	-	-	-	(400.000)	-	(400.000)
Dividendos adicionais deliberados	1.2.2 (d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição de dividendos intermediários - não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(98.913)	(98.913)
Destinação do resultado do exercício											
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)	-	-	-	-	-	-
Contribuições aos acionistas	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	

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

	Nota	2024	2023	Consolidado	Controladora
Geração do valor adicionado					
Receita bruta	6	9.246.515	6.994.483	-	-
Provisão de resarcimento	6	(128.426)	(40.828)	-	-
Outras receitas operacionais	6	76.905	64.037	-	-
		9.194.994	7.017.692	-	-
Insu	7				
Energia comprada e encargos de uso da rede elétrica		(5.634.213)	(4.020.503)	-	-
Serviços de terceiros, operação e manutenção		(349.705)	(292.226)	(64.994)	(38.223)
Materiais		(9.414)	(6.700)	(1.539)	(867)
Outros custos operacionais		(9.051)	(2.382)	(2.357)	(1.579)
		(6.002.383)	(4.321.811)	(68.890)	(40.669)
Valor adicionado bruto	7	3.192.611	2.695.881	(68.890)	(40.669)
Retenções					
Depreciação e amortização		(637.363)	(641.809)	(10.663)	(8.282)
Amortização da mais-valia		(75.827)	(35.466)	-	-
Contratos futuros de energia		13.070	(13.402)	-	-
		(700.120)	(690.677)	(10.663)	(8.282)
Valor adicionado líquido gerado		2.492.491	2.005.204	(79.553)	(48.951)
Transferências					
Equivalência patrimonial	11(b)	164.384	73.312	462.480	(201.585)
Recetas financeiras	8	714.887	681.229	139.792	143.388
Atualização de ativos indenizáveis pela União		-	262.264	-	-
		879.271	1.016.805	602.272	(58.197)
Outras	7				
Reversão (provisão) de litígios		159.614	146.999	(207)	13
Recuperação de tributos		(9.564)	2.201	-	-
Pagamento de litígios		(10.138)	(4.746)	-	-
Seguros		(29.531)	(20.447)	-	-
Outras despesas, operacionais líquidas		(38.897)	(36.595)	(17.808)	(13.484)
		71.484	87.412	(18.015)	(13.471)
Valor adicionado a distribuir		3.443.246	3.109.421	504.704	(120.619)
Distri					
Distri					
Pessoal	7				
Remuneração direta		196.443	179.455	5.979	111.530
Benefícios		31.639	25.828	7.286	7.530
FGTS (i)		21.467	7.852	6.221	3.297
		249.549	213.135	19.486	122.357
Remuneração de capital de terceiros					
Juros e atualização monetária	8	1.369.091	852.101	246.787	70.453
Outras despesas financeiras	8	107.088	329.399	18.204	25.864
Aluguéis e arrendamentos	7	20.350	17.872	(76)	1.709
		1.496.529	1.199.372	264.225	98.026
Intrasetoriais – Encargos regulamentares	6				
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH		63.564	52.174	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D		14.355	12.675	-	-
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica – TFSEE		14.529	10.032	-	-
		92.448	74.881	-	-
Tributos e contribuições sociais					
Federais		1.088.151	1.748.898	(49.483)	(35.659)
INSS (i)		31.752	25.205	19.538	12.346
Estaduais		212.495	165.222	-	-
Municípios		453	397	-	-
		1.332.851	1.939.722	(29.945)	(23.313)
Remuneração de capitais próprios					
Dividendos		59.598	-	59.598	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		191.340	(317.689)	191.340	(317.689)
Lucro líquido atribuível aos acionistas não controladores		20.931	-	-	-
		271.869	(317.689)	250.938	(317.689)
Valor adicionado distribuído		3.443.246	3.109.421	504.704	(120.619)

(i) Em consonância com a Resolução CVM nº 199/24, a Companhia reclassificou na Demonstração do Valor Adicionado o saldo comparativo de 31 de dezembro de 2023 a 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 e reclassificada para a linha de Remuneração Direta. Estas reclassificações não geraram qualquer outro impacto nas demonstrações financeiras ou qualquer outro índice relevante no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e estão sendo reapresentadas na DVA para fins de comparabilidade.

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, 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”).

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, Indiaporã - SP Ouroeste - SP	23/01/1999	15/04/2056
Auren Operações S.A., por meio da UHE Água Vermelha	1.396,2	Iturama - 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 / Arariipina - PE	18/08/2014	08/05/2050
Complexo Eólico Ventos do Piauí I (“EOL 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 Arariipina - 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 Mandacarú (“Salinas e Mandacarú”)	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”)	684,0	Pedro Avelino, Fernando Pedroza, Lajes, Cerro Corá, Angicos - RN	15/06/2020	25/11/2055
Total Geração Eólica	3.176,1			
Geração Solar				
Complexo Solar Jaíba (“UFV Jaíba”)	500,0	Jaíba - MG	18/02/2020	17/02/2055
Complexo Solar Sol do Piauí (“UFV 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	8.250,9			

- (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 dessas demonstrações financeiras.

1.2 Principais eventos ocorridos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024

1.2.1 Principais eventos societários

(a) Combinação de Negócios com Auren Participações S.A. (antiga AES Brasil S.A.)

Em 15 de maio de 2024, a Auren e sua controlada ARN Energia Holding S.A. (“ARN”) celebraram o acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças (“Acordo”) com a AES Brasil Energia S.A ou AES Brasil (posteriormente denominada Auren Participações S.A. - “Auren Participações”), a AES Holdings Brasil Ltda. e a AES Holdings Brasil II Ltda., por meio do qual, entre outras matérias, regularam a combinação de negócios entre Auren e AES Brasil, realizada por meio de reorganização societária que, ao final, resultou na conversão da AES Brasil em subsidiária integral da Auren e a unificação das bases acionárias da AES Brasil e da Auren (“Operação”), conforme as seguintes etapas, todas elas interdependentes e vinculadas entre si.

- (i) A incorporação da totalidade das ações ordinárias de emissão da AES Brasil foi realizada via ARN, com a consequente entrega aos acionistas da AES Brasil de determinado número de ações ordinárias (ONs) e ações compulsoriamente resgatáveis (PNs) da ARN. A relação de troca foi de 10 (dez) ações da ARN para cada 1 (uma) ação da AES Brasil no momento da data de fechamento da Operação.

Com base nos termos da Operação, os acionistas da AES Brasil optaram pelo recebimento de ações ONs ou ações PNs, sendo que cada ação PN foi resgatada pelo valor de R\$ 1,18438832610.

Os acionistas da AES Brasil puderam escolher uma das opções disponíveis e detalhadas abaixo:

	Opção 1	Opção 2	Opção 3
Percentual recebido em Ações ON ARN	90%	50%	0%
Percentual recebido em moeda corrente nacional (a)	10%	50%	100%

- (a) Reflete o resgate compulsório e automático das Ações PN da ARN, com o consequente e imediato cancelamento dessas ações.

Nos termos do Acordo, foi assegurado aos acionistas da AES Brasil um prazo de 10 (dez) dias úteis para optarem pelo recebimento de Ações ON ARN e/ou Ações PN ARN, o qual ocorreu de 16 a 29 de outubro de 2024.

- (ii) Imediatamente após a conclusão da troca de ações, as ações PNs da ARN foram automaticamente resgatadas e, como contraprestação do resgate das ações PNs, os acionistas da AES Brasil receberam um valor em dinheiro, de acordo com as opções que forem feitas por eles, o qual estão detalhados abaixo:

- (a) Quantidade total de 50.377.974 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Auren; e
- (b) Valor total em dinheiro, a título de resgate de ações preferenciais, de R\$ 6.358.682.
- (iii) Na sequência, a ARN foi incorporada pela Auren, e, como resultado, as ações ordinárias da ARN detidas pela Auren foram canceladas e as ações ordinárias da ARN detidas pelos outros acionistas destinadas para o

aumento de capital da Auren em troca de novas ações. Em contraprestação, em decorrência (a) do resultado do exercício do direito de retirada dos acionistas da AES Brasil no âmbito da incorporação de ações, (b) da alteração do número de ações da AES Brasil mantidas em tesouraria por força do exercício do direito de retirada, (c) dos custos ligados aos pacotes de retenção dos colaboradores da AES Brasil; (d) dos custos e despesas efetivamente incorridos pela AES Brasil no processo de obtenção das anuências de terceiros e credores previstas no Acordo e, (e) da capitalização de reserva de ágio realizado pela AES Brasil Operações S.A., incluindo saldos remanescentes que não tenham sido capitalizados e que sejam atribuídos ao BNDES, os acionistas da AES Brasil receberam ações ordinárias (“ON”) de emissão da Auren e para cada 1 ação ARN que detinham, receberam ao equivalente 0,07499873952 ação ordinária de emissão da Auren. Consequentemente, na data do fechamento da Operação, a todos os ativos e passivos da ARN foram transferidos para a Auren, com o cancelamento do investimento da Auren na ARN e a extinção da ARN (incorporação da ARN pela Auren).

(iv) Aprovação da Combinação de Negócios pelo CADE

No dia 14 de junho de 2024, a Superintendência Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) aprovou, sem restrições, a proposta de combinação de negócios entre Auren e AES Brasil. Transcorrido o prazo de 15 dias da publicação da referida decisão, em 1º de julho de 2024, a referida decisão tornou-se final e definitiva.

(v) Aprovação da Combinação de Negócios pela ANEEL

Em 21 de agosto de 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), (i) validou a alteração de controle societário que resultou na conversão da AES Brasil, controladora direta da AES Comercializadora Energia Ltda e da AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda., em subsidiária integral da Auren.

E, no dia 06 de setembro de 2024, a ANEEL, publicou sua anuência com a transferência de controle societário indireto da AES Operações para a Auren.

(vi) Data de fechamento

Em 31 de outubro de 2024, a Operação AES foi concluída.

Desta forma, a Companhia se torna a 3º maior geradora do país e uma das melhores combinações de diversificação de fontes renováveis, antes da Combinação, ocupava a 11º posição entre as maiores geradoras do país.

A operação resulta em uma única Companhia listada no Novo Mercado da B3, com sólido portfólio de 39 ativos operacionais e em construção e potencial de se beneficiar de significativas sinergias corporativas, operacionais e financeiras.

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

(vii) Contraprestação transferida

A aquisição das ações da AES Brasil ocorreu por meio da incorporação, pela ARN (subsidiária integral da Auren), da totalidade das ações ordinárias de emissão da AES Brasil, com a consequente conversão da AES Brasil em subsidiária integral da ARN, resultando na emissão, pela ARN, de novas Ações ON ARN e Ações PN ARN. Após a Incorporação de Ações, a Auren incorporou a ARN, de modo que a ARN foi extinta e a Auren passou a ser a titular da totalidade do capital social da AES Brasil.

A contraprestação transferida:

	Valor líquido	IRPJ e CSLL Diferido sobre a mais valia	Total
Emissão de ações ordinárias	516.374	-	516.374
Emissão de ações preferenciais resgatáveis (contraprestação em dinheiro)	6.358.682	-	6.358.682
Total da contraprestação [A]	6.875.056		6.875.056
Valor contábil do patrimônio líquido da AES Brasil [B]	4.088.301	-	4.088.301
Valor a ser alocado [C = A - B]	2.786.755	-	2.786.755
Ajustes a valor justo			
Imobilizado [D]	578.683	196.752	775.435
Investimento - JV Unipar I [E]	122.579	41.677	164.256
Intangíveis [F]	2.085.492	709.067	2.794.559
Passivo fiscal diferido [G]	-	(947.496)	(947.496)
Impacto total do valor justo [H = D + E + F + G]	2.786.754		2.786.754

(i) Impostos diferidos - diferenças temporárias geradas entre o valor contábil e fiscal dos ativos e passivos avaliados a valor justo durante o processo de combinação de negócios.

(ii) Participação de acionistas não controladores – A Companhia adotou a prática prevista no CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios (“CPC 15”), parágrafo 19, item “b”, a qual realizou a alocação proporcional conforme participação adquirida.

Na avaliação de valor justo dos passivos assumidos não foram identificadas quaisquer contraprestações contingentes a ser reconhecida pela Companhia.

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

	AES
Valores para aquisição pagos em caixa ou equivalentes de caixa	(6.875.056)
Caixa e equivalentes de caixa adquirido das controladas	1.868.670
Caixa e equivalentes de caixa pagos pela obtenção do controle das controladas, líquido do caixa ativo	(5.006.386)

(viii) Ativos e passivos assumidos na data de aquisição

Na data de aquisição do controle, 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 (saldos consolidados). A avaliação indicou que os demais saldos contábeis estavam muito próximos dos seus respectivos valores justos e, portanto, nenhum ajuste foi realizado.

	Contábil	Ajustes	IRPJ/ CSLL Diferidos constituídos	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	1.868.670	-	-	1.868.670
Fundo de liquidez - Conta reserva	675.458	-	-	675.458
Contas a receber de clientes	526.155	-	-	526.155
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	231.198	-	-	231.198
Outros tributos a recuperar	3.737	-	-	3.737
Instrumentos financeiros derivativos	482.958	-	-	482.958
Cauções e depósitos vinculados	13.500	-	-	13.500
Conta de resarcimento	6.183	-	-	6.183
Outros ativos	236.498	-	-	236.498
Tributos diferidos	834.354	-	-	834.354
Investimentos em controladas e joint ventures	93.380	122.579	41.677	257.636
Imobilizado, líquido	13.658.613	644.653	219.182	14.522.448
Intangível, líquido	1.872.507	2.230.512	758.374	4.861.393
Direito de uso sobre contratos de arrendamento	200.160	-	-	200.160
Fornecedores	(393.739)	-	-	(393.739)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(12.335.373)	-	-	(12.335.373)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(11.287)	-	-	(11.287)
Outros tributos a pagar	(56.885)	-	-	(56.885)
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	(1.202)	-	-	(1.202)
Provisões para processos judiciais e outros	(87.760)	-	-	(87.760)
Instrumentos financeiros derivativos	(409.434)	-	-	(409.434)
Encargos setoriais	(18.691)	-	-	(18.691)
Conta de resarcimento	(944.900)	-	-	(944.900)
Outras obrigações	(245.478)	-	-	(245.478)
Tributos diferidos	(661.718)	-	(1.019.233)	(1.680.951)
Passivo de arrendamento	(233.082)	-	-	(233.082)
Obrigações com benefícios pós-emprego	(105.328)	-	-	(105.328)
Patrimônio líquido	(4.088.301)	(2.786.755)	-	(6.875.056)
Patrimônio líquido - acionistas não controladores	(1.110.193)	(210.989)	-	(1.321.182)
Total patrimônio líquido	(5.198.494)	(2.997.744)	-	(8.196.238)

(ix) Metodologia utilizada para apurar o valor justo:

Ativos imobilizados: para os complexos eólicos, solares e PCH' o método utilizado foi da quantificação do custo - determinou-se a estimativa do valor de reposição dos equipamentos e sobre estes aplicou-se uma depreciação técnica, considerando sua idade, vida útil, entre outros fatores a depender do método de depreciação empregado, sendo consideradas as obsolescências funcionais e econômicas dos bens, quando identificadas.

Para os complexos hidrelétricos o método do Valor Original Contábil (VOC) que se baseia na concepção de replicar um ativo, aplicando fatores de ajuste de preço derivados de índices econômicos publicados por fontes oficiais aos custos históricos (valores de aquisição contábeis).

Ativos intangíveis: A análise dos ativos intangíveis adquiridos foi realizada de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios e CPC 04 – Ativo Intangível. De acordo com o CPC 04, um ativo intangível é um “ativo não monetário identificável e sem substância física”.

Os parques eólicos, solares e hidrelétricas analisados geram benefícios econômicos para a Companhia, pois são indispensáveis para a futura geração de caixa.

A licença de operação (contrato de concessão/autorização) é uma condição obrigatória para a geração de energia. A vida útil dos intangíveis foi definida como a vida útil da licença de operação detida pelas usinas.

Para determinar a alocação dos valores dos intangíveis de concessão e autorização dos ativos da AES, foi realizada a segregação de 28 direitos de autorização usando o método de ganhos econômicos excedentes de múltiplos períodos (MPEEM). O método considera o valor presente dos fluxos de caixa líquidos esperados pelas relações com clientes,

excluindo qualquer fluxo de caixa relacionado com ativos de contribuição. Foi realizado o cálculo dos fluxos de caixa de cada direito de autorização e concessões, com seus respectivos *Contributory Asset Charge* (CAC's). Posteriormente foi calculado o fluxo de caixa descontado. As taxas de desconto dos intangíveis foram calculadas utilizando a metodologia do custo ponderado de capital (WACC), sendo 11,76% para os ativos hidrelétricos e 13,54% para os ativos eólicos e solares. As diferenças nas taxas refletem os regimes tributários específicos de cada tipo de ativo. Vale ressaltar que foi estimado um prêmio adicional no WACC.

(x) Vida útil estimada das mais-valias alocadas:

Ativo	Classe	Valor	Vida útil média (anos)
Hídricas - UHEs	Intangível	1.080.894	7,64
Hídricas - PCHs	Intangível	15.581	10,28
Eólicas	Intangível	860.797	23,68
Solares	Intangível	273.240	27,52
Hídricas	Imobilizado	50	8,90
Eólicas	Imobilizado	478.327	16,16
Solares	Imobilizado	166.275	19,90

(xi) Efeito da combinação de negócios no resultado e receita líquida da Companhia

O resultado dos meses de novembro e dezembro de Auren Participações que passou a ser consolidada pela Companhia foi um prejuízo de R\$ (34.538).

A receita líquida dos meses de novembro e dezembro de Auren Participações que passou a ser consolidada pela Companhia foi de R\$ 679.528, líquido de eliminações.

Caso a operação tivesse ocorrido no início do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o resultado e a receita líquida de Auren Participações que teriam impacto no consolidado da Companhia seria um prejuízo de R\$ (319.076) e R\$ 3.859.721 líquido de eliminações, respectivamente.

(b) Aquisição da Esfera Energia

Em 4 de junho de 2024, a controlada Auren Comercializadora de Energia Ltda (“Auren Comercializadora”) celebrou o Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças tendo por objeto a aquisição da totalidade das quotas representativas do capital social da Esfera Comercializadora de Energia Ltda. (“Esfera Comercializadora”) e Esfera Energia Consultoria e Gestão de Energia Ltda. (“Energia Gestão” e, quando em conjunto com Esfera Comercializadora, simplesmente “Esfera Energia” e “Operação Esfera”, respectivamente). A Operação Esfera foi concluída em 31 de agosto de 2024, após cumprimento de obrigações e condições precedentes usuais, como obtenção de aprovação pelo CADE, pela ANEEL e pela Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A Esfera Energia tem foco na gestão de energia para clientes de médio e grande portes, e expertise em garantir aos seus clientes uma experiência eficiente nas etapas de pós-vendas.

O preço de aquisição totalizou R\$ 88.305, sendo que R\$ 63.938, foram pagos na data de conclusão da transação e R\$ 3.927 foram pagos em outubro de 2024 e os R\$ 20.440 restantes estão sujeitos ao atingimento de determinadas condições de performance, a serem verificadas até 2026, e estão sendo atualizados mensalmente pelo CDI. Em 31 de dezembro de 2024, o valor atualizado corresponde a R\$ 21.196.

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

(i) Contraprestação transferida

Conforme nota 1.2.1 (b), o preço de aquisição da Esfera Energia foi de 88.305, e com base no PPA “Purchase Price Allocation” foram reconhecidas mais-valias no montante de R\$ 22.941 e o montante remanescente de R\$ 80.077 foi alocado em ágio da operação, conforme resumo abaixo:

	Esfera Comercializadora	Esfera Gestão	IRPJ e CSLL Diferido sobre as mais valias	Total
Total da contraprestação	55.167	33.138	7.799	96.104
Patrimônio líquido das empresas adquiridas	(15.886)	1.173	-	(14.713)
Passivo fiscal diferido	-	-	(7.799)	(7.799)
Valor a ser alocado	71.053	31.965	-	103.018
 Mais valia alocada	 10.027	 12.914	 7.799	 30.740
Ágio da operação	61.026	19.051	-	80.077

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

	Esfera
Valores para aquisição pagos em caixa ou equivalentes de caixa	(67.865)
Valores para aquisição a pagar	(20.440)
Caixa e equivalentes de caixa adquirido das controladas	5.999
Caixa e equivalentes de caixa pagos pela obtenção do controle das controladas, líquido do caixa ativo	(82.306)

(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.

Esfera Comercializadora:

	Valor contábil	Ajustes	IRPJ/CSLL Diferido constituído	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	5.085	-	-	5.085
Contas a receber de clientes	56.437	-	-	56.437
Tributos a recuperar	1.311	-	-	1.311
Contratos futuros de energia - posição ativa	401.404	-	-	401.404
Outros ativos	796	-	-	796
Cauções e depósitos judiciais	75	-	-	75
Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos	8.274	-	-	8.274
Imobilizado	466	-	-	466
Intangível	1.265	-	-	1.265
Intangível- ágio	-	61.026	(3.409)	57.617
Intangível- carteira de clientes	-	10.027	-	10.027
Direito de uso sobre contratos de arrendamento	594	-	-	594
Fornecedores	(54.665)	-	-	(54.665)
Arrendamentos	(598)	-	-	(598)
Contratos futuros de energia - posição passiva	(425.587)	-	-	(425.587)
Obrigações estimadas e folha de pagamento	(1.362)	-	-	(1.362)
Tributos a recolher	(2.046)	-	-	(2.046)
Imposto de renda e contribuição social diferidos passivos	-	-	3.409	3.409
Outros passivos CP	(7.335)	-	-	(7.335)
Total do patrimônio líquido	(15.886)	71.053	-	55.167

Esfera Gestão:

	Valor contábil	Ajustes	IRPJ/CSLL Diferido constituído	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	914	-	-	914
Contas a receber de clientes	2.133	-	-	2.133
Outros ativos	4	-	-	4
Imobilizado	7	-	-	7
Intangível	1.505	-	-	1.505
Intangível- ágio	-	19.051	(4.390)	14.661
Intangível- carteira de clientes	-	11.122	-	11.122
Intangível- marca	-	1.792	-	1.792
Direito de uso sobre contratos de arrendamento	5	-	-	5
Fornecedores	(2.945)	-	-	(2.945)
Arrendamentos	(5)	-	-	(5)
Obrigações estimadas e folha de pagamento	(5)	-	-	(5)
Tributos a recolher	(297)	-	-	(297)
Imposto de renda e contribuição social diferidos passivos	(143)	-	4.390	4.247
Total do patrimônio líquido	1.173	31.965	-	33.138

(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;

Marca: o valor justo do intangível proveniente da marca foi apurado, conforme laudo de especialista contratado, considerando o método do *Royalty Relief*, metodologia utilizada para avaliar o valor de uma marca registrada. Ela se baseia no cálculo do valor da marca com base nos *royalties* que a companhia teria que pagar se não fosse dona da marca, mas a licenciasse.

Vida útil estimada das mais-valias alocadas:

Intangível	Empresa	Valor	Vida útil (anos)
Carteira de clientes	Esfera Comercializadora	10.027	11,33
Marca	Esfera Gestão	1.792	13,33
Carteira de clientes	Esfera Gestão	11.122	5,33

(iv) Efeito da combinação de negócios no resultado e receita líquida da Companhia

O resultado dos meses de setembro a dezembro de Esfera Energia que passou a ser consolidada pela Companhia foi um lucro líquido de R\$ 37.381.

A receita líquida dos meses de setembro a dezembro de Esfera Energia que passou a ser consolidada pela Companhia foi de R\$ 372.506, líquido das eliminações

Caso a operação tivesse ocorrido no início do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o resultado e a receita líquida de Esfera Energia que teriam impacto no consolidado da Companhia seria um prejuízo de R\$ (156.699) e R\$ 568.633 (líquido das eliminações), respectivamente.

(c) Aprovação e pagamento de dividendos de exercícios anteriores

O Conselho de Administração aprovou, em 7 de fevereiro de 2024, a proposta de distribuição de dividendos extraordinários em um montante total de R\$ 400.000, equivalentes a R\$0,40 centavos por ação, pago mediante a utilização de parte do saldo existente na reserva de lucros (reserva de retenção para investimentos). O pagamento ocorreu em 14 de março de 2024, no montante de R\$ 399.950.

(d) Movimentação de dividendos e de juros sobre capital próprio de investidas

Controladas	Provisionados em 2023	Revertidos	Ajuste mínimo obrigatório 2023	Dividendos Adicionais / JSCP deliberados	Intercalares deliberados	Recebidos	Obrigatórios	Saldo em 2024
CBA Energia Participações S.A. (i)	2.027	-	4.087	67.325	56.375	(129.814)	-	8.094
Polarix S.A. (iii)	-	-	-	60.779	19.857	(80.636)	8.094	-
Pinheiro Machado Participações S.A. (ii)	-	-	-	3.620	16.860	(20.480)	-	-
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	31.760	(1.042)	-	-	-	(30.718)	39.622	39.622
Ventos de São Vicente Energias Renováveis S.A.	8.693	(18)	-	-	-	(8.675)	7.281	7.281
MRTV Energia S.A.	245	-	-	737	-	-	-	982
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	764	-	-	-	-	(764)	1.371	1.371
CESP - Companhia Energética de São Paulo	-	-	-	1.372.024	-	(1.372.024)	256.001	256.001
Saldo Final	43.489	(1.060)	4.087	1.504.485	93.092	(1.643.111)	312.369	313.351

(i) CBA Energia Participações S.A.

Há desproporcionalidade no valor de dividendo por ação preferencial em 10% referente ao percentual de participação.

A Companhia recebeu R\$ 129.814 durante o ano de 2024 de dividendos e juros sobre o capital próprio, considerando as seguintes deliberações adicionais aos valores já provisionados de 2023:

Em 13 de março de 2024, em Assembleia Geral Ordinária, foram deliberados juros sobre capital próprio, no montante de R\$ 17.187, sendo R\$ 14.608 líquido dos efeitos tributários, liquidados em 24 de junho de 2024.

Em 29 de abril de 2024, em Assembleia Geral Ordinária, foram deliberados dividendos adicionais no montante de R\$ 52.717, liquidados em 24 de setembro de 2024.

Em 02 de dezembro de 2024, em Assembleia Geral Extraordinária, foram deliberados dividendos intercalares, no montante de R\$ 56.375, liquidados dentro do mesmo mês.

(ii) Polarix S.A.

Há desproporcionalidade no valor de dividendo por ação preferencial em 93% referente ao percentual de participação.

A Companhia recebeu R\$ 80.636 durante o ano de 2024 de dividendos, considerando as seguintes deliberações:

Em 30 de abril de 2024, em Assembleia Geral Ordinária, foram deliberados dividendos adicionais no montante de R\$ 60.779. Os dividendos foram recebidos em sua totalidade nas datas de 24 de junho e 27 de setembro de 2024.

Em 16 de dezembro de 2024, em Assembleia Geral Extraordinária, foram deliberados dividendos intercalares no montante de R\$ 19.857, liquidados em 17 de dezembro de 2024.

(iii) Pinheiro Machado Participações S.A.

Há desproporcionalidade no valor de dividendo por ação preferencial em 25% referente ao percentual de participação.

A Companhia recebeu R\$ 20.480 durante o ano de 2024 de dividendos, considerando as seguintes deliberações:

Em 29 de abril de 2024, em Assembleia Geral Ordinária, foram deliberados dividendos intermediários no montante R\$ 3.620, os quais foram liquidados em 16 de junho de 2024.

Em 06 de novembro de 2024, em Assembleia Geral Extraordinária, foram deliberados dividendos intercalares, no montante de R\$ 16.860, liquidados em 16 de dezembro de 2024.

(e) Movimentação de capital em controladas

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foram realizadas movimentações de aumento e redução de capital social das controladas, conforme tabela a seguir:

Controladas	Data	Valor
Via transferência bancária		
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	07/03/2024	(80.000)
Ventos de São Vicente Energias Renováveis S.A.	17/06/2024	139.000
Auren Participações S.A.	21/11/2024	1.100.000
		1.159.000

1.2.2 Principais eventos operacionais

(a) Entrada em operação das unidades geradoras dos parques solares de Sol do Piauí, Sol de Jaíba e Cajuína

Durante 2024, todas as SPEs dos parques solares Sol do Piauí e Sol de Jaíba entraram em operação comercial, sendo que, ao longo do terceiro trimestre de 2024 concluiu-se a entrada em operação comercial das cinco SPEs

remanescentes do parque solar Sol de Jaíba e uma SPE de Cajuína, conforme detalhes dos despachos emitidos pela ANEEL a seguir:

Despacho ANEEL	Data	Unidade	Unidade Geradora e capacidade instalada	Localização
7	03/01/2024	Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	UG1 a UG14 - 48.118 kW	Curral Novo do Piauí - PI
879	20/03/2024	Jaíba NO2 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG77 - 23.876 kW	Jaíba - MG
880	20/03/2024	Jaíba CO Energias Renováveis S.A.	UG53 a UG129 - 23.876 kW	Jaíba - MG
1.011	29/03/2024	Jaíba C Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000 kW	Jaíba - MG
1.046	03/04/2024	Jaíba SO Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000 kW	Jaíba - MG
1.167	12/04/2024	Jaíba CN Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
1.402	04/05/2024	Jaíba CE Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
1.604	25/05/2024	Jaíba CS Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
1.908	27/06/2024	Jaíba S Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
2.192	27/07/2024	Jaíba SE2 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
2.271	06/08/2024	Jaíba L2 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG65 - 20.000kW	Jaíba - MG
2.323	13/08/2024	Jaíba L1 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
2.490	28/08/2024	Jaíba NE2 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
2.847	20/09/2024	Jaíba NE3 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG129 - 40.000kW	Jaíba - MG
2.040	30/09/2024	Ventos de São Ricardo 02 Energias Renováveis S.A.	UG1 a UG5 - 29.500 kW	Lajes, RN

(b) Emissão de debêntures pela controlada CESP

Em 21 de março de 2024, a controlada CESP Companhia Energética de São Paulo S.A. (“CESP”) anunciou a oferta pública da 13^a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 1.100.000 e prazo de dez anos, vencendo, em 15 de abril de 2034. Em 15 de abril de 2024, o procedimento de *bookbuilding* foi concluído, tendo sido definida a remuneração das debêntures a uma taxa de IPCA + 6,1661% ao ano. A liquidação dessa emissão ocorreu em 18 de abril de 2024 (Nota 14 (d)).

(c) Emissão de debêntures da Companhia

Em 17 de abril de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 2^a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, destinada exclusivamente a investidores profissionais, no montante total de R\$ 400.000 e prazo de dez anos, vencendo, portanto, em 15 de abril de 2034. Em 30 de abril de 2024, o procedimento de *bookbuilding* foi concluído tendo sido definida a remuneração das debêntures a uma taxa de IPCA + 6,2980% ao ano. A liquidação dessa emissão ocorreu em 3 de maio de 2024 (Nota 14 (d)).

Em 23 de setembro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 3^a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 2.500.000 e prazo de 7 anos, sendo amortizado em três parcelas anuais com vencimento em 10 de outubro de 2031. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 0,55% a.a. pagas semestralmente, a partir da data de emissão, nos dias 10 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 10 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 11 de outubro de 2024 (Nota 14 (d)).

Em 15 de outubro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 4^a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 5.400.000 e prazo de 4 anos, sendo amortizado em uma única parcela, equivalente a 100% do valor nominal unitário das Debêntures, com vencimento em 28 de outubro de 2028. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 1,10% a.a. no 1º ano, CDI + 1,20% a.a. no 2º ano, CDI + 1,50% a.a. no 3º ano e CDI + 2,00% a.a. no 4º ano pagas semestralmente, a partir da data de emissão, nos dias 28 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 28 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 28 de outubro de 2024 (Nota 14 (d)).

(d) Projetos vinculados à obrigação de expansão da Auren Operações S.A. (“Auren Operações”) - anteriormente denominada AES Brasil Operações S.A.

Desde o início da concessão em 1999, com a finalidade de atender a obrigação de expansão, a capacidade instalada do sistema de geração de energia elétrica da controlada indireta Auren Operações foi ampliada em 317 MW, sendo: 3 MW com a PCH São Joaquim, finalizada em 2011; 4 MW com a PCH São José, finalizada em 2012; dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW; aquisição, em 2018, do Complexo Solar Guaimbê com 150 MW; e construção, em 2019, do Complexo Ouroeste com 150 MW, ambos no Estado de São Paulo.

Dadas as formas disponíveis de expansão para potência remanescente, optou-se pela implantação de empreendimentos de geração centralizada para comercialização de energia elétrica no mercado livre.

O saldo remanescente de expansão para cumprimento integral do acordo através de implantação de usinas no mercado livre é de 28,22 MW e dado que a UFV Água Vermelha VII possui uma capacidade instalada de 33,21 MW, estaria cumprida a obrigação em questão. Em 2021, a Auren Operações apresentou manifestação comprovando o atendimento à obrigação de expansão.

Em abril de 2022, o Governo do Estado se manifestou através de Manifestação Técnica da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente, em concordância técnica com toda a manifestação e documentação apresentada, restando apenas a comprovação da entrada em operação da UFV Água Vermelha VII, que ocorreu em 30 de julho de 2024, conforme despacho ANEEL nº 2.204/2024.

(e) Acordo de acionistas Guaimbê Holding – 2º aditamento

(i) Emissão de ações preferenciais

A Auren Operações, 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 através de aumento de capital realizado na Guaimbê Solar Holding - S.A. (“Guaimbê Holding”), subsidiária da Auren Operações, nos valores de R\$ 855 milhões e R\$ 360 milhões, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2024, a participação societária da Auren Operações e do Itaú são 76,59% e 23,41%, respectivamente.

Os dividendos dos acionistas preferencialistas não refletem a participação societária e são calculados com base nos lucros da subsidiária. Conforme o acordo de acionistas, os acionistas preferencialistas têm direito a até 75% do lucro auferido pela Companhia, nos termos da Lei das S.A. e aprovado em Assembleia Geral. A distribuição dos resultados não ocorre automaticamente, pois está sujeita à aprovação da Assembleia Geral pelo voto da maioria do capital.

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

O acordo de acionistas garante à Auren Operações uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Guaimbê Holding detidas pelo Itaú, cuja mensuração do seu valor justo é realizada pelo método de fluxo de caixa descontado.

Em 20 de dezembro de 2024, foi celebrado o 2º aditamento ao acordo de acionistas, garantindo à Auren Operações o direito de exercício da opção de compra de até 50% entre 1º de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2026 e, até 100% entre 1º de janeiro de 2027 e 30 de abril de 2031. Além disso, foi reduzido também o fator de variação utilizado para o cálculo do preço de exercício da opção para 100% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), a partir de 1º de novembro de 2024, o qual em 31 de dezembro de 2024 correspondia a R\$ 1.100.270.

Em 31 de dezembro de 2024, a Auren Operações mensurou o valor justo da opção de compra e concluiu que está fora do preço (“*out of the money*”), não havendo, portanto, nenhum valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

(iii) Opção de venda contingente

Adicionalmente, no acordo de acionistas celebrado, ficou estabelecido que o Itaú possui uma opção de venda contingente, a qual somente pode ser exercida em caso de ocorrência de efeitos materiais adversos específicos previstos no Acordo, ou seja, a opção de venda representa um direito potencial e como consequência, não configura uma obrigação financeira, não havendo, portanto, nenhum valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

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 (*International 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.

(b) Aprovação das demonstrações financeiras

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a emissão destas demonstrações financeiras consolidadas e individuais em 24 de fevereiro de 2025, 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. Na aquisição, as políticas contábeis das controladas são alteradas quando necessário, para assegurar a consistência com as políticas adotadas pela Companhia.

Com a combinação de negócios com a AES Brasil ocorrida em 31 de outubro de 2024, a Auren passou a deter 100% de participação do capital social da, atualmente, denominada Auren Participações S.A., que passou a ser consolidada a partir das demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2024, e tem seus saldos patrimoniais destacados como “Empresa adquirida incluída na consolidação”.

(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, líquido de qualquer eventual perda acumulada por *impairment*.

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

(c) Operação em conjunto (*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 da Companhia. Dessa forma, ativos, passivos, receitas e despesas relacionados aos seus interesses em operação em conjunto são contabilizados individualmente nas demonstrações financeiras.

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

Os 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.

(d) Investimentos em *Joint Ventures*

Investimentos 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. 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. Conforme os acordos contratuais, é requerido consenso entre todas as partes do acordo para as atividades relevantes. A participação no investimento é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial.

(e) Empresas controladas incluídas na consolidação das demonstrações financeiras

	2024		2023		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	<i>Holding</i>			
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	<i>Holding</i>			
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%	100%	100%	Direto	Ceará - CE	<i>Holding</i>			
Ventos de São Círioque Energias Renováveis S.A.	50%	0%	50%	0%	Indireto	Ceará - CE	Geração de energia elétrica			
Ventos de Santo Aldeíco 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	<i>Holding</i>			
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 Santo Alexandre 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	<i>Holding</i>			
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	50%	0%	100%	100%	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.										
Complexo Eólico Ventos do Araripe III ("Araripe III"):										
Ventos de Santo Estêvão Holding S.A.	100%	100%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>			
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"):										
Novo Energia Holding S.A.	77%	77%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>			
Tietê Energia S.A.	77%	77%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>			
Centrais Eólicas Ametista S.A.	77%	77%			Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	77%	77%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Borgo S.A.	77%	77%			Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Caetité S.A.	77%	77%			Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas da Prata S.A.	77%	77%			Indireto	Igaporá - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Dourados S.A.	77%	77%			Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Espigão S.A.	77%	77%			Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Maron S.A.	77%	77%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Morroão S.A.	77%	77%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	77%	77%			Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica			
Centrais Eólicas Pilões S.A.	77%	77%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica			

	2024		2023		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante			
Geração eólica							
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Guanambi - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Pindai - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Tanque S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica
Centrais Eólicas Ventsos do Nordeste S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Caetité - BA	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Araripe ("Araripe"):							
Ventos de São Tito Holding S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Ventos de Santa Joana II Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana VI Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Joana XIV Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre I Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre II Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Ventos de São Onofre III Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Simões - PI	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Caetés ("Caetés"):							
Ventos de São Tomé Holding S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Ventos de Santa Brígida I Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Caetés - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida II Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Caetés - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida III Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida IV Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida V Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida VI Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Brígida VII Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Paranatama - PE	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuina I ("Cajuina I"):							
Ventos de Santa Tereza Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 02 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 03 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 05 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 06 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 08 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 09 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 11 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Cerro Corá - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 12 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 13 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Angicos - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 14 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 01 Energias Renováveis S.A.	50%	5%			Indireto	Pedro Avelino - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 04 Energias Renováveis S.A.	50%	5%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de Santa Tereza 10 Energias Renováveis S.A.	50%	5%			Indireto	Angicos - RN	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuina II ("Cajuina II"):							
Ventos de São Ricardo Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 01 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 02 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 05 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 06 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 07 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 08 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 09 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 10 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 12 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 13 Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 03 Energias Renováveis S.A.	51%	1%			Indireto	Fernando Pedroza - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 04 Energias Renováveis S.A.	51%	1%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Ventos de São Ricardo 11 Energias Renováveis S.A.	50%	5%			Indireto	Lajes - RN	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cajuina III ("Cajuina III"):							
Serra Verde I Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde II Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde III Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde IV Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Cerro Corá - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde V Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Bodó - RN	Geração de energia elétrica
Serra Verde VI Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Curitiba - PR	Geração de energia elétrica
Serra Verde VII Energética S.A.	100%	100%			Indireto	Curitiba - PR	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cassino ("Cassino"):							
REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
EOL Wind Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
EOL Brisa Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
EOL Vento Energias Renováveis S.A.	100%	100%			Indireto	Rio Grande - RS	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Cúbico ("Cúbico"):							
MS Participações Sociedades S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%			Indireto	Areia Branca - RN	Geração de energia elétrica
Embuacá Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%			Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%			Indireto	Amontada - CE	Geração de energia elétrica
Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A.	100%	100%			Indireto	Areia Branca - RN	Geração de energia elétrica
Santos Energia Participações S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Central Eólica Santo Antônio de Pádua S.A.	100%	100%			Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Central Eólica São Cristóvão S.A.	100%	100%			Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Central Eólica São Jorge S.A.	100%	100%			Indireto	Trairi - CE	Geração de energia elétrica
Complexo Eólico Tucano ("Tucano"):							
Tucano F5 Geração de Energias Ltda.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	<i>Holding</i>
Tucano F1 Geração de Energias Ltda.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F2 Geração de Energias Ltda.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F3 Geração de Energias Ltda.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F4 Geração de Energias Ltda.	100%	100%			Indireto	Biritinga - BA	Geração de energia elétrica
Tucano Holding II S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Tucano F9 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F11 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F13 Geração de Energias SPE S.A.	100%	100%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano Holdings III S.A.	50%	1%			Indireto	São Paulo - SP	<i>Holding</i>
Tucano F6 Geração de Energias SPE S.A.	50%	1%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F7 Geração de Energias SPE S.A.	50%	1%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica
Tucano F8 Geração de Energias SPE S.A.	50%	1%			Indireto	Tucano - BA	Geração de energia elétrica

	2024		2023		Tipo de investimento	Local da sede	Atividade principal			
	Capital total	Capital votante	Capital total	Capital votante						
Geração eólica										
Complexo Eólico Ventus ("Ventus"):										
Ventus Holding de Energia Eólica Ltda.	76,6%	76,6%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Brasventos Eólo Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Galinhos - RN	Geração de energia elétrica			
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Galinhos - RN	Geração de energia elétrica			
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	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%			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%			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%			Indireto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica			
Esfera Comercializadora de Energia Ltda.	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 Jabaí:										
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%	100%	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%			Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica			
Guaimbê II Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%			Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica			
Guaimbê III Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%			Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica			
Guaimbê IV Parque Solar Ltda.	76,6%	76,6%			Indireto	Guaimbê - SP	Geração de energia elétrica			
Guaimbê V Parque Solar Ltda.	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%			Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica			
AGV Solar V Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica			
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	Ouroeste - SP	Geração de energia elétrica			
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%			Indireto	Ouroeste - SP	Holding			
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%			Indireto	Ouroeste - SP	Holding			
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A.	100%	100%			Indireto	Ouroeste - SP	Holding			
AGV Solar VII Geradora de Energia S.A.	100%	100%			Indireto	Ouroeste - SP	Holding			
Complexo Eólico Arinos ("Arinos"):										
Arinos Solar Holding S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Holding			
Arinos Solar I S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar II S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar III S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar IV S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar V S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar VI S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar VII S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
Arinos Solar VIII S.A.	100%	100%			Indireto	Arinos - MG	Geração de energia elétrica			
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%	100%	100%	Direto	São Paulo - SP	Comercialização de energia elétrica			
Auren Participações S.A.	100%	100%			Direto	São Paulo - SP	Holding			
Tietê Integra Soluções em Energia Ltda.	100%	100%			Indireto	Bauru - SP	Holding			
GF1 Holdings S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
GF2 Holdings S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Veleiros Holding S.A. (i)	50,5%	1%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Potengi Holdings S.A. (i)	50%	5%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Cajúna AB1 Holdings S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Cajúna AB3 Holdings S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Guaimbê Solar Holding S.A.	76,6%	76,6%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			
Tucano Holding I S.A.	100%	100%			Indireto	São Paulo - SP	Holding			

- (i) As controladas da Companhia realizaram operações de alienação de participação societária das investidas São Adeodato, Santa Albertina, Santo Anselmo, Santo Ângelo, Santo Isidoro, MRTV, NK 232, Jaíba V, Veleiros e Potengi, para as quais, apesar das correspondentes alienações, há cláusulas contratuais que garantem à 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 adotadas pela Companhia e suas controladas

Novas normas, interpretações e alterações às normas contábeis vigentes a partir de 1º de janeiro de 2024 foram adotadas e não tiveram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras.

(b) Novas normas emitidas, regulamentações emitidas e emendas às normas contábeis ainda não adotadas pela Companhia e suas controladas

Outras normas, interpretações e alterações às normas contábeis foram publicadas, porém, ainda não são mandatórias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e não foram adotadas antecipadamente.

A Companhia ainda não concluiu a avaliação dos impactos dessas novas normas, interpretações e alterações às normas contábeis.

Apresentação e Divulgação em Demonstrações Financeiras - IFRS 18

Em 09 de abril de 2024, o Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB) anunciou a nova norma, IFRS 18 - Apresentação e Divulgação em Demonstrações Financeiras, a fim de melhorar a divulgação do desempenho financeiro e oferecer aos investidores uma base melhor para analisar e comparar as empresas.

O IFRS 18 entrará em vigor para exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2027, mas as empresas podem aplicá-lo antes, sujeito à autorização dos reguladores relevantes. A Companhia optou por não adotar, antecipadamente, o referido normativo.

Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações - IFRS 19

Em 09 de maio de 2024, o IASB emitiu a IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações emitidas (*Subsidiaries Without Public Accountability: Disclosures*). As divulgações permitem que as subsidiárias elegíveis utilizem as Normas contábeis IFRS com divulgações reduzidas (sem alterar aspectos de reconhecimento, mensuração e apresentação existentes nas IFRS completas).

O IFRS 19 entrará em vigor para exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2027, e as empresas podem aplicá-lo antes. A Companhia está avaliando a aplicação e a elegibilidade para as divulgações anuais em suas controladas.

Divulgações de sustentabilidade emitidas pelo International Sustainability Standards Board (“ISSB”) - IFRS S1 e IFRS S2

Conforme publicação da Resolução 193, em 20 de outubro de 2023, a CVM prevê a divulgação de relatório de informações financeiras relacionadas a sustentabilidade com base no padrão internacional ISSB - IFRS S1 e S2:

- (i)** IFRS S1 (*General Requirements for Disclosure of Sustainability-related Financial Information*) estabelece requisitos gerais para que as empresas divulguem informações sobre riscos e oportunidades significativos relacionados à sustentabilidade;
- (ii)** IFRS S2 (*Climate-related Disclosures*) tem foco nos riscos e oportunidades relacionados ao clima incorpora as recomendações da *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (“TCFD”) e métricas derivadas dos padrões *Sustainability Accounting Standards Board* (“SASB”) referem-se as aberturas nas demonstrações

financeiras sobre informações materiais relacionadas a riscos e oportunidades em temas climáticos e de sustentabilidade.

Pronunciamentos	Principais aspectos
IFRS S1	Quaisquer informações que possam razoavelmente afetar, no curto, médio ou longo prazos: i. Fluxos de caixa prospectivos; ii. Acesso a financiamento; iii. Custo de capital; iv. Investimentos ou desinvestimentos
IFRS S2	Devem ser divulgadas informações materiais (qualitativas + quantitativas) relacionadas a riscos e oportunidades climáticos, que atendam à necessidade de informação dos investidores i. Riscos Físicos e ii. Riscos de Transição

A resolução CVM 193/23 com alterações introduzidas pela resolução CVM 210/24 estabelece a adoção voluntária destes relatórios, para os exercícios sociais iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024. A Administração da Companhia realizou análise preliminar sobre essas normas e está coordenando uma avaliação interna sobre os seus impactos, bem como as adequações necessárias em seus processos visando a adoção e divulgação dos novos pronunciamentos. A obrigatoriedade da divulgação nos relatórios de sustentabilidade, está prevista para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2026, sendo obrigatória a divulgação em até 3 meses após o encerramento do exercício social.

Reforma Tributária Brasileira

Em 16 de janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214, que regulamenta a reforma tributária brasileira sobre o consumo. A reforma trouxe mudanças significativas no sistema tributário nacional, com o objetivo de simplificar a arrecadação, reduzir a burocracia e promover maior justiça fiscal. Entre as principais mudanças, destaca-se a criação da CBS (Contribuição sobre Bens e Serviços) e o IBS (Imposto sobre Bens e Serviços), modelo de IVA dual que substituirá os atuais tributos PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS. A transição para o novo sistema começará em 2026, de forma escalonada, com implementação integral em 2033.

A Companhia iniciará em 2025 as adequações necessárias para ajustar os processos às novas exigências e prazos requeridos; portanto, nenhum efeito relativo aos impactos da reforma tributária foi considerado para fins dessas demonstrações financeiras anuais.

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	Investimentos
12	Imobilizado
13	Intangível
16 (b)	Imposto de renda e contribuição social diferidos
17	Contratos futuros de energia
18	UBP - Uso do bem público
19	Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos
20	Provisão de resarcimento
21	Provisão para litígios
22	Benefícios pós-emprego
24.3	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

					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 (i)	(305.733)	(4.326)	(22)	-	(310.081)
Depreciação, amortização e amortização de mais valia	(806.606)	(58)	(70.668)	190.678	(686.654)
Lucro 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)
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	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.

					2023
	Geração	Comercialização	Outros (i)	Eliminações	Consolidado
Receita líquida	2.130.265	4.540.225	-	(488.600)	6.181.890
Custo com energia elétrica	(344.928)	(4.164.175)	-	488.600	(4.020.503)
Custo com operação (i)	(213.809)	-	-	-	(213.809)
Depreciação e amortização	(621.513)	-	-	-	(621.513)
Lucro bruto	950.015	376.050	-	-	1.326.065
Despesas gerais e administrativas (i)	(170.690)	(85.566)	(136.366)	-	(392.622)
Depreciação, amortização e amortização de mais valia	(9.072)	(2.940)	(43.750)	-	(55.762)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	136.811	(148.448)	1.875	132.683	122.921
Lucro (prejuízo) operacional	907.064	139.096	(178.241)	132.683	1.000.602
Depreciação, amortização e amortização de mais valia	630.585	2.940	43.750	-	677.275
Contratos futuros de energia	-	146.085	-	(132.683)	13.402
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(140.067)	344	42	-	(139.681)
Dividendos recebidos	229.617	-	-	-	229.617
Baixa de ativos por ajuste de inventário	12.292	-	-	-	12.292
EBITDA Ajustado	1.639.491	288.465	(134.449)	-	1.793.507
Depreciação, amortização e amortização de mais valia					(677.275)
Outras adições (exclusões) e itens excepcionais					(115.630)
Equivalência patrimonial					73.312
Resultado financeiro líquido					(238.007)
Imposto de renda e contribuição social					(1.153.596)
Prejuízo do exercício					(317.689)

(i) Os saldos apresentados nas linhas de custo com operação e despesas gerais e administrativas sofreram alterações das demonstrações anteriormente publicadas, para garantir a comparabilidade entre os períodos nos referidos segmentos, dados os rateios mencionados na Nota 23.

5 Combinação de negócios

Combinações de negócio são registradas utilizando o método de aquisição no momento da transferência de controle para a Companhia. A contraprestação transferida é mensurada ao valor justo na data da aquisição, assim como os ativos líquidos identificáveis adquiridos, visando a identificação de eventuais ágios por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) ou ganhos por compra vantajosa. Adicionalmente, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida.

De acordo com o CPC 15 (R1) / IFRS 3 – Combinações de Negócios, a Companhia mensura o valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos no momento das combinações de negócios realizadas no exercício, com apoio de consultorias externas.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida ao valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas de acordo com o CPC 48 - Instrumentos Financeiros ("CPC 48") na demonstração do resultado. As apresentações solicitadas pelo CPC 15 – Combinações de negócios estão detalhadas na nota 1.2.1.

6 Receita

Política contábil

A receita é apresentada líquida dos impostos, 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 brasileira, sendo registrados integralmente na Câmera 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”).

	Nota	Consolidado			
		MWh (*)	2024	MWh (*)	2023
Receita bruta					
Venda de energia					
Contratos wholesale		10.002.970	1.803.147	5.671.896	1.121.962
Operações de trading		26.268.392	4.287.614	18.846.996	2.925.682
Partes relacionadas	22	5.291.253	1.538.343	5.780.684	1.713.590
Contratos regulados		5.021.802	1.431.925	4.319.554	1.169.583
Provisão de resarcimento	19	-	(128.426)	-	(40.828)
Energia de curto prazo – CCEE		-	179.096	-	46.748
Energia de curto prazo - MRE		-	6.390	-	16.918
		46.584.417	9.118.089	34.619.130	6.953.655
Outras receitas					
Suprimento em regime de cotas - UHE Paraibuna		-	37.194	-	32.584
Venda de crédito de carbono		-	24.972	-	21.759
Serviços - Partes relacionadas	22	-	2.370	-	3.505
Outras receitas		-	12.369	-	6.189
		76.905			64.037
		46.584.417	9.194.994	34.619.130	7.017.692
Deduções sobre a receita bruta					
PIS e COFINS sobre receitas operacionais		-	(829.647)	-	(595.302)
ICMS sobre receitas operacionais		-	(212.495)	-	(165.222)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH		-	(63.564)	-	(52.174)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D		-	(14.355)	-	(12.675)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		-	(14.529)	-	(10.032)
Imposto sobre serviços – ISS		-	(453)	-	(397)
		-	(1.135.043)		(835.802)
Receita líquida		46.584.417	8.059.951	34.619.130	6.181.890

(*) Megawatt-hora, não auditado.

7 Custos e despesas operacionais, líquidas

	Nota	Custo com energia elétrica	Custo com operação	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	Consolidado	
						2024	2023
Energia comprada	7.1	(5.242.178)	-	-	-	(5.242.178)	(3.743.468)
Encargos de uso da rede elétrica		(392.035)	-	-	-	(392.035)	(277.035)
Depreciação e amortização		-	(611.861)	(25.502)	-	(637.363)	(641.809)
Amortização de mais-valia		-	(74.793)	(1.034)	-	(75.827)	(35.466)
Pessoal		-	(66.995)	(214.306)	-	(281.301)	(238.340)
Pessoal		-	(66.995)	(214.306)	-	(281.301)	(238.340)
Materiais		-	(7.817)	(1.597)	-	(9.414)	(6.700)
Materiais		-	(7.817)	(1.597)	-	(9.414)	(6.700)
Serviços		-	(183.241)	(166.464)	-	(349.705)	(292.226)
Serviços de terceiros		-	(45.603)	(160.461)	-	(206.064)	(167.167)
Serviços de manutenção e conservação			(14.017)	(6.003)	-	(20.020)	(16.705)
Serviços de operação e manutenção - Parques eólicos		-	(123.620)	-	-	(123.620)	(108.354)
Outros		-	(52.028)	(45.162)	-	(97.190)	(69.165)
Aluguéis e arrendamentos		-	(20.275)	(75)	-	(20.350)	(17.872)
Seguros		-	(18.124)	(11.407)	-	(29.531)	(20.447)
Impostos, taxas e contribuições		-	(9.051)	(4.621)	-	(13.672)	(6.041)
Outras despesas líquidas		-	(4.578)	(29.059)	-	(33.637)	(24.805)
Demais (despesas) receitas		-	-	-	152.343	152.343	122.921
Baixa de imobilizado, intangível e disponíveis para venda					(5.489)	(5.489)	-
Pagamento de litígios		-	-	-	(10.138)	(10.138)	(4.746)
Contratos futuros de energia (i)	17(b)	-	-	-	13.070	13.070	(13.402)
Reversão de provisão para litígios		-	-	-	159.614	159.614	146.999
Ganho na venda de imobilizado e ativos disponíveis para venda		-	-	-	25.624	25.624	(3.944)
Royalties		-	-	-	(3.516)	(3.516)	-
Vivest		-	-	-	(1.058)	(1.058)	-
Reversão de tributos		-	-	-	(9.564)	(9.564)	2.201
Reversão (provisão) para obrigações socioambientais		-	-	-	(1.051)	(1.051)	2.611
Demais (despesas) receitas líquidas		-	-	-	(15.149)	(15.149)	(6.798)
		(5.634.213)	(996.735)	(454.065)	152.343	(6.932.670)	(5.181.288)

	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	Controladora	
			2024	2023
Depreciação e amortização	(10.663)	-	(10.663)	(8.282)
Pessoal	(39.024)	-	(39.024)	(134.703)
Pessoal	(39.024)	-	(39.024)	(134.703)
Materiais	(1.539)	-	(1.539)	(867)
Materiais	(1.539)	-	(1.539)	(867)
Serviços	(64.994)	-	(64.994)	(38.223)
Serviços de terceiros	(63.669)	-	(63.669)	(36.577)
Serviços de manutenção e conservação	(1.325)	-	(1.325)	(1.646)
Outros	(19.653)	-	(19.653)	(19.500)
Aluguéis e arrendamentos	766	-	766	(1.709)
Impostos, taxas e contribuições	(2.357)	-	(2.357)	(1.579)
Outras despesas líquidas	(18.062)	-	(18.062)	(16.212)
Demais (despesas) receitas	-	47	47	2.741
Demais (despesas) receitas líquidas	-	47	47	2.741
	(135.873)	47	(135.826)	(198.834)

7.1 Energia comprada

	Nota	2024	Consolidado 2023
Energia comprada			
Operações de <i>trading</i>		(4.903.851)	(3.284.531)
Partes relacionadas – <i>trading</i>	23	(196.798)	(374.891)
Serviços de operação – <i>trading</i>		(18.849)	(17.785)
Prêmio repactuação do risco hidrológico	13	(32.022)	(30.524)
Energia de curto prazo – CCEE		(66.781)	(27.882)
Outros custos		(23.877)	(7.855)
		(5.242.178)	(3.743.468)

8 Resultado financeiro líquido

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Receitas financeiras					
Atualização monetária de ativos indenizáveis pela União		-	262.264	-	-
Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva		574.487	532.479	123.451	93.001
Ajuste a valor presente e atualização monetária da operação de alienação de investidas	22	34.476	22.725	12.802	9.692
Ajuste a valor presente sobre opção de compra de ações alienadas (i)		32.749	2.376	-	-
Juros sobre operações de partes relacionadas		-	-	7.238	12.898
Atualização monetária sobre depósitos judiciais		13.780	12.770	51	13
Reversão do ajuste a valor presente pela securitização		-	218.444	-	-
Reversão de atualização monetária sobre provisão para litígios	20(a)	37.888	4.279	2	-
Realização de ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis		-	11.518	-	-
Baixa de atualização e AVP sobre arrendamento		15.169	-	-	-
Instrumento financeiro - Hedge financeiro importação		38	4.516	-	4.510
Outras receitas financeiras		30.090	19.592	4.383	30.220
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro - Indenização de Três Irmãos		-	(124.800)	-	-
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro - demais itens		(23.790)	(22.670)	(8.135)	(6.946)
		714.887	943.493	139.792	143.388
Despesas financeiras					
Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	14(c)	(787.408)	(392.416)	(233.660)	(62.896)
Juros de swap e impostos sobre dívida em moeda estrangeira		(44.936)	-	-	-
Atualização monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	14(c)	(306.509)	(212.843)	(11.168)	-
Juros sobre passivos de arrendamento		(7.130)	(1.821)	(1.959)	(1.105)
Apropriação de custos de captações	14(c)	(21.196)	(16.934)	(3.054)	(1.728)
Atualização monetária sobre provisão para litígios	20(a)	(67.149)	(46.119)	-	-
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	21(c)	(142.553)	(175.163)	-	-
Custo financeiro da securitização		-	(236.595)	-	-
Ajuste a valor presente e atualização monetária da operação de alienação de investidas	22	(16.585)	(12.428)	(10.606)	(11.836)
Atualização monetária sobre provisão de resarcimento	20(c)	(18.320)	(13.225)	-	-
Instrumento financeiro - Hedge financeiro importação		(1)	(8.715)	-	(8.664)
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais		(6.503)	(2.928)	-	-
Ajuste a valor presente sobre obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	19(a)	(21.038)	(22.717)	-	-
Atualização monetária sobre acordos judiciais		(2.216)	(501)	-	-
Ajuste a valor presente sobre UBP		(1.512)	(3.754)	-	-
Outras despesas financeiras		(33.123)	(35.341)	(4.544)	(10.088)
		(1.476.179)	(1.181.500)	(264.991)	(96.317)
		(761.292)	(238.007)	(125.199)	47.071

(i) O montante de R\$ 32.749 de ajuste a valor presente sobre o saldo a pagar de opção de compra de ações alienadas, referente aos contratos de autoprodução, realizados com as controladoras NK 232 Empreendimentos e Participações S.A., e a SF401 Participações Societárias S.A. e SF 593 Participações Societárias S.A.

9 Caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez – conta reserva

(a) 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.

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 públicos, indexados à taxa de depósito interbancário.

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Caixa				
Caixa e bancos	185.677	29.510	259	180
	185.677	29.510	259	180
Equivalentes de caixa				
Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs") e Operações Compromissadas	2.223.835	1.590.190	282.184	224.562
Quotas de fundos de investimento (a)	4.791.037	1.618.694	1.758.967	352.973
	7.014.872	3.208.884	2.041.151	577.535
Caixa e equivalentes de caixa	7.200.549	3.238.394	2.041.410	577.715
Aplicações financeiras				
Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs")	2.629	-	-	-
	2.629	-	-	-
Fundo de liquidez - Conta reserva (i)				
Circulante	17.875	7.827	-	-
Não circulante	892.406	182.616	-	-
	910.281	190.443	-	-
	8.113.459	3.428.837	2.041.410	577.715

Em 31 de dezembro de 2024, os CDBs possuem taxa de remuneração entre 97% e 102% do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI") e Operações Compromissadas, (90% e 103,58% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

(i) Alguns contratos de financiamento da Companhia e suas controladas 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.

(b) Quotas de fundos de investimento

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Quotas de fundos de investimento				
Operações Compromissadas - Títulos públicos	3.976.481	830.859	1.561.054	239.592
Letras Financeiras do Tesouro - LFTs	814.556	787.835	197.913	113.381
	4.791.037	1.618.694	1.758.967	352.973

As quotas de fundo de investimento pertencem ao fundo exclusivo da Votorantim, Fundo Aquilae e outros fundos exclusivos da Companhia e suas subsidiárias e, 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 98,71% CDI no exercício de findo em 31 de dezembro de 2024 (99,91% CDI em 31 de dezembro de 2023).

9.1 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	2024	Rating local	2024
		2023		2023
AAA		8.113.096	3.428.753	2.041.410
AA+		137	84	-
Sem rating		226	-	-
		8.113.459	3.428.837	2.041.410
				577.715

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.

10 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.

a) Composição

	Nota	2024	Consolidado 2023
<i>Operações de trading</i>			
Contratos bilaterais		741.707	330.700
Partes relacionadas	22	214.017	176
Leilões de Energia Hídrica		169.208	152.956
Leilões de Energia Eólica		23.728	116.786
Leilões de Energia Solar		226.263	57.488
Energia de curto prazo – CCEE		22.044	-
		96.513	21.370
		1.493.480	679.476
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa		(613)	-
		1.492.867	679.476

b) Movimentação para perda estimada com crédito de liquidação duvidosa

	Consolidado 2024
Saldo no início do exercício	-
Reversões (adições) líquidas	10
Efeito de empresas adquiridas incluídas na consolidação (Nota 1.2.1(a)(viii))	(623)
Saldo no final do exercício	(613)

c) Vencimentos de contas a receber

	2024	Consolidado 2023
A vencer	1.467.531	673.453
Vencidos até 3 meses	20.148	3.196
Vencidos de 3 a 6 meses	1.249	379
Vencidos acima de 6 meses	4.552	2.448
	1.493.480	679.476

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

11 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)

Os investimentos são testados anualmente para verificação de prováveis perdas (*impairment*) e contabilizados pelo seu valor de custo menos as perdas acumuladas por *impairment*, que não são revertidas. O valor do investimento é alocado às Unidades Geradoras de Caixa (“UGCs”) para fins de teste de *impairment*.

A Companhia analisou a existência de eventos ou mudanças que poderiam indicar deterioração no valor recuperável referente aos ativos intangíveis com vida útil definida. Sendo assim, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Administração avaliou que não houve qualquer indicativo de que os valores contábeis não são recuperáveis, e, portanto, não houve a necessidade de efetuar o teste de recuperação (*impairment test*), assim como, nenhum registro de provisão para redução ao valor recuperável foi efetuado.

Para os ativos com vida útil indefinida, no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi concluída a revisão da mensuração do valor recuperável dos ativos, com base nas premissas detalhadas abaixo, e não foram identificados indicativos de *impairment*.

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 2024. Considerou-se taxa de desconto em termos reais, com efeitos inflacionários de, 10,65% 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%.
Depreciação	Ativos existentes e novos: considerou-se taxa média contábil, (média histórica), considerou-se depreciação e amortização linear.
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.
Capex	O montante total projetado foi alocado entre imobilizado e intangível com base na média histórica dos saldos das contas de imobilizado e intangível.

Premissas utilizadas no teste de *impairment* – Ágio Way2, Aquarela e Flora

O ágio registrado refere-se à aquisição dos investimentos realizados pela controlada Auren Comercializadora. O cálculo do valor justo das investidas foi baseado no método do fluxo de caixa descontado (“DCF”), na data-base de 30 de setembro de 2024. Considerou-se taxa de desconto em termos reais, com efeitos inflacionários de, 10,63% a.a. *pre-tax*.

Item	Premissas
Premissa geral	Projeções preparadas com base no plano de negócios da Way2, Aquarela e Flora.
Receitas brutas	Receita bruta de serviços.
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%
Depreciação	Ativos existentes e novos: considerou-se taxa média contábil, (média histórica), considerou-se depreciação e amortização linear.
Opex	Foram segregadas em despesas fixas e variáveis na data-base conforme análise do histórico e natureza de cada conta;
Capex	O montante total projetado foi alocado entre imobilizado e intangível com base na média histórica dos saldos das contas de imobilizado e intangível.

a) Composição

	Patrimônio líquido	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Informações em 31 de dezembro de 2024		Resultado de equivalência patrimonial		Consolidado			
			Percentual de participação total (%)	Percentual de participação votante (%)	2024	2023	2024	2023		
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial										
Coligadas										
CBA Energia Participações S.A. (i)	332.115	156.905	66,67	66,67	107.860	86.660	227.297	249.803		
Pollarix S.A. (i)	347.833	147.569	66,67	66,67	117.212	47.658	248.427	219.944		
Pinheiro Machado Participações S.A. (i)	45.975	39.090	50,00	50,00	23.454	21.164	24.489	21.516		
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A.	17.506	7.498	50,00	50,00	4.899	1.832	9.601	5.894		
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.	(346)	(2.840)	49,85	49,85	(1.557)	(566)	(119)	539		
Flora Energia Renovável Inteligente S.A.	3.578	(3.765)	15,00	15,00	(552)	(346)	543	404		
Joint Ventures										
Tucano Holding III S.A. (iii)	109.236	297	50,00	50,00	(283)	-	106.817	-		
Mais valia										
Pollarix S.A. (ii)					(52.788)	(51.201)	818.435	640.090		
CBA Energia Participações S.A. (ii)					(21.029)	(19.057)	517.807	222.588		
Pinheiro Machado Participações S.A. (ii)					(11.640)	(11.640)	88.282	99.922		
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A.					(1.192)	(1.192)	10.725	11.917		
Mais valia investimento - JV Unipar I							164.589			
Ágio										
CBA Energia Participações S.A. (ii)					-	-	-	316.249		
Pollarix S.A. (ii)					-	-	-	231.134		
WAY2 Serviços de Tecnologia S.A.					-	-	22.892	22.892		
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.					-	-	13.515	8.155		
Flora Energia Renovável Inteligente S.A.					-	-	8.258	6.260		
	164.384	73.312			2.261.558	2.057.307				

- (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 2024, 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. Os saldos anteriormente classificados como “Ágio” relativo aos investimentos em CBA Energia e Pollarix foram alocados no grupo de “Mais-valia” a partir dessas demonstrações financeiras para melhor apresentação.
- (iii) O resultado de equivalência patrimonial da Tucano Holding III S.A. não reflete o percentual de participação, pois em sua composição há amortização de juros capitalizados no montante de R\$ (432).

As participações nos investimentos Flora, Aquarela, Way2, GUD Comercializadora e Esfera Energia são detidas pela controlada Auren Comercializadora.

	Patrimônio líquido	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Informações em 31 de dezembro de 2024		Resultado de equivalência patrimonial		Controladora					
			Percentual de participação total (%)	Percentual de participação votante (%)	2024	2023	2024	Saldo				
							2024	2023				
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial												
Controladas												
CESP - Companhia Energética de São Paulo (i)	7.939.080	1.077.901	100,00	100,00	215.540	(449.371)	7.091.046	7.961.184				
Auren Participações S.A.	5.192.493	(34.538)	100,00	100,00	(34.538)	-	5.192.522	-				
Auren Comercializadora de Energia Ltda. (ii)	800.007	158.483	100,00	100,00	211.245	170.904	650.879	478.582				
Hélios IV Geração de Energia Ltda.	-	-	100,00	100,00	-	(6.705)	-	-				
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	49.355	(11.820)	100,00	100,00	(11.820)	(10.424)	49.355	61.175				
MRTV Energia S.A. (iii)	27.827	(1.982)	72,50	100,00	(1.982)	1.033	27.827	30.546				
Ventos do Araripe III												
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	473.931	5.775	100,00	100,00	5.775	39.880	473.931	549.528				
Ventos do Piauí I												
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	518.903	30.658	100,00	100,00	30.658	36.527	518.899	356.506				
Ventos do Piauí II												
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A. (iii)	86.734	(13.379)	51,00	100,00	(13.379)	(3.485)	86.734	100.113				
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	48.100	(8.856)	50,00	50,00	(4.428)	(1.312)	24.050	28.478				
Ventos de Santo Ângelo Energias Renováveis S.A. (iii)	78.216	(12.202)	51,00	100,00	(12.202)	(3.310)	78.216	90.418				
Ventos de São Ciríaco Energias Renováveis S.A.	44.895	(8.674)	50,00	50,00	(4.336)	(953)	22.448	26.784				
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	39.571	(7.805)	50,00	50,00	(3.902)	(1.237)	19.786	23.688				
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	40.682	(7.328)	50,00	50,00	(3.664)	(1.918)	20.341	24.005				
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A. (iii)	22.908	(3.296)	51,00	100,00	(3.296)	(358)	22.908	26.204				
Ventos do Piauí III												
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	34.034	(10.673)	50,00	50,00	(5.336)	(1.725)	17.017	22.353				
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	42.108	(12.803)	50,00	50,00	(6.402)	(2.451)	21.054	27.456				
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	57.014	(3.921)	50,00	50,00	(1.961)	1.592	28.507	30.468				
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	34.203	(7.295)	50,00	50,00	(3.647)	(692)	17.102	20.749				
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	130.152	16.661	100,00	100,00	16.661	(5.700)	130.152	113.490				
Coligadas												
Pollarix S.A. (iv)	347.833	147.569	66,67	66,67	117.212	47.658	248.427	219.944				
CBA Energia Participações S.A. (iv)	332.115	156.905	66,67	66,67	107.860	86.660	227.297	249.803				
Pinheiro Machado Participações S.A. (iv)	45.975	39.090	50,00	50,00	23.454	21.164	24.489	21.516				
Mais valia												
Auren Participações S.A. (v)					(37.043)	-	3.697.209	-				
Pollarix S.A.					(52.788)	(51.201)	818.435	640.090				
CBA Energia Participações S.A.					(21.029)	(19.057)	517.807	222.588				
Pinheiro Machado Participações S.A.					(11.640)	(11.640)	88.282	99.922				
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.					(5.760)	(5.760)	75.761	81.521				
CESP - Companhia Energética de São Paulo					(26.772)	(29.704)	13.284	40.056				
Ágio												
Auren Comercializadora de Energia Ltda.					-	-	420.969	420.969				
CBA Energia Participações S.A.					-	-	-	316.249				
Pollarix S.A.					-	-	-	231.134				
					462.480	(201.585)	20.624.734	12.515.519				

- (i) O resultado de equivalência patrimonial na CESP não reflete o percentual de participação, pois em seu resultado também há o impacto da reversão da provisão de *impairment* no montante de R\$ 862.361 líquido dos impostos diferidos, tal reversão de *impairment* não impacta a equivalência por ser um saldo de aquisição que compõe o valor justo dos ativos.
- (ii) 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\$ (52.762) líquido dos impostos diferidos, e no período findo em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 132.683 em 31 de dezembro de 2023).
- (iii) 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%.
- (iv) Os resultados de investimento registrado na Companhia não conciliam com o percentual correspondente à participação societária em 31 de dezembro de 2024, 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) Polarix 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.
- (v) O valor de mais-valia reflete a posição controladora, sem a participação dos não controladores. Além disso, o saldo contempla a contrapartida do passivo fiscal diferido gerado sobre a mais valia a partir da combinação de negócios.

b) Movimentação

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Saldo no início do exercício		2.057.307	2.161.751	12.515.519	14.526.449
Equivalência patrimonial		164.384	73.312	462.480	(201.585)
Ajuste de avaliação patrimonial de remuneração de benefícios pós emprego		-	-	579.282	(201.226)
Ajuste de avaliação patrimonial de instrumentos financeiros derivativos		-	-	(5.570)	-
Perda (ganho) em participação de investida		(1.501)	43	(1.501)	43
Outros resultados abrangentes		-	(2.250)	837	(2.250)
Aquisição de investimentos - Auren Participações	1.2.1(a)	-	-	6.875.056	-
Diferido sobre a mais valia - Auren Participações	1.2.1(a)	-	-	947.496	-
Mais valia investimento - JV Unipar I		164.589	-	-	-
Empresa incorporada incluída na consolidação - Tucano Holding III	1.2.1(a)(viii)	93.380	-	-	-
Aumento de capital em controladas - via transferência bancária	1.2.1(e)	9.257	-	1.239.000	49.751
Aumento de capital em controladas - via transferência de ativos		-	-	-	4.868
Redução de capital em investidas	1.2.1(e)	-	-	(80.000)	-
Juros sobre capital próprio		(17.187)	-	(17.187)	-
Deliberação de dividendos adicionais		(121.205)	(119.953)	(1.493.966)	(1.653.889)
Deliberação de dividendos intercalares		(93.092)	(62.218)	(93.092)	(62.218)
Dividendos mínimos obrigatórios propostos das investidas		(8.094)	(2.027)	(312.369)	(31.780)
Reversão de dividendos		13.720	8.649	1.060	87.356
Reclassificação saldo hedge importação Sol do Piauí		-	-	1.765	-
Reclassificação saldo hedge importação Complexo Sol de Jaibas		-	-	5.924	-
Saldo no final do exercício		2.261.558	2.057.307	20.624.734	12.515.519

c) Informações sobre as empresas investidas

										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	16.831.520	(4.040.407)	(9.697.236)	(5.192.493)	695.284	(566.925)	(3.849)	(138.117)	(34.538)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	1.260.802	12.121.928	(588.245)	(4.854.808)	(7.939.677)	1.175.265	809.034	(567.530)	(338.868)	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	(5.861.523)	(61.799)	35.013	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	531.920	(7.284)	(19.425)	(518.897)	-	37.848	204	(7.394)	30.658
Ventos do Piauí II										
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A.	21.779	64.983	(28)	-	(86.734)	-	(14.783)	(661)	2.065	(13.379)
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	26.241	238.601	(15.191)	(201.551)	(48.100)	37.326	(26.579)	(2.064)	(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 Ciríaco 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)	(1.535)	(14.577)	(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.	41.543	113.891	(69)	(25.213)	(130.152)	-	607	(8.735)	24.789	16.661
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.	39.293	159.145	(9.718)	(131.706)	(57.014)	24.680	(17.566)	(2.078)	(8.957)	(3.921)
Coligadas										
Pollarix S.A.	133.734	333.413	(50.584)	(68.730)	(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

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

	2023									
	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										
CESP - Companhia Energética de São Paulo	1.124.397	11.918.814	(410.914)	(4.671.113)	(7.961.184)	1.271.219	(627.484)	(1.010.494)	(82.611)	(449.370)
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	3.024.239	3.993.527	(2.469.351)	(3.867.943)	(680.472)	4.564.650	(4.457.106)	(48.996)	24.785	83.333
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.	51.305	228.600	(6.976)	(211.754)	(61.175)	364	(521)	-	(10.267)	(10.424)
MRTV Energia S.A.	324	30.468	(246)	-	(30.546)	-	978	-	55	1.033
Ventos do Araripe III										
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.	23.038	723.231	(11.876)	(184.865)	(549.528)	-	59.336	-	(19.456)	39.880
Ventos do Piauí I										
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.	24.799	502.972	(152.247)	(19.018)	(356.506)	-	50.078	155	(13.706)	36.527
Ventos do Piauí II										
Ventos de Santo Anselmo Energias Renováveis S.A.	20.590	79.718	(194)	-	(100.114)	-	(5.136)	(760)	2.413	(3.483)
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.	20.758	253.250	(15.325)	(201.727)	(56.956)	38.287	(21.085)	(1.883)	(17.943)	(2.624)
Ventos de Santo Ângelo Energias Renováveis S.A.	17.372	73.143	(97)	-	(90.418)	-	(4.730)	(641)	2.061	(3.310)
Ventos de São Ciríaco Energias Renováveis S.A.	16.088	254.694	(15.544)	(201.669)	(53.569)	39.561	(21.352)	(1.810)	(18.306)	(1.907)
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.	14.479	209.701	(12.304)	(164.500)	(47.376)	31.070	(17.165)	(1.522)	(14.857)	(2.474)
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.	13.634	193.503	(10.295)	(148.832)	(48.010)	26.265	(15.461)	(1.304)	(13.336)	(3.836)
Ventos de Santo Isidoro Energias Renováveis S.A.	5.466	20.749	(11)	-	(26.204)	-	(816)	(150)	608	(358)
Ventos do Piauí III										
Ventos de Santa Alexandrina Energias Renováveis S.A.	15.782	226.864	(16.057)	(181.882)	(44.707)	33.831	(19.348)	(1.607)	(16.328)	(3.452)
Ventos de Santo Antero Energias Renováveis S.A.	16.559	252.852	(15.584)	(198.916)	(54.911)	36.193	(21.390)	(1.696)	(18.009)	(4.902)
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.	12.999	185.074	(11.721)	(144.855)	(41.497)	28.367	(15.411)	(1.353)	(12.986)	(1.383)
Ventos de São João Paulo II Energias Renováveis S.A.	624	112.881	(15)	-	(113.490)	-	(5.787)	-	87	(5.700)
Coligadas										
Polarix S.A.	59.467	354.924	(56.809)	(45.609)	(311.973)	58.186	8.080	-	2.361	68.627
CBA Energia Participações S.A.	21.542	354.866	(11.575)	-	(364.833)	102.822	37.263	(329)	2.951	142.707
Pinheiro Machado Participações S.A.	34	40.985	-	-	(41.019)	-	35.274	-	-	35.274

12 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 a 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

	Terras e terrenos	Edifícios, construções e benfeitorias	Máquinas, equipamentos e instalações	Reservatórios, barragens e adutoras	Desmobilização de ativos	Veículos	Móveis e utensílios	Custos de serviço	Obras em andamento	Consolidado	
										2024	2023
Saldo no início do exercício										Total	Total
Custo	271.616	2.095.785	7.505.729	8.065.212	256.310	9.261	7.584	7.284	2.220.691	20.439.472	18.426.979
Depreciação acumulada	(41.039)	(1.582.240)	(2.696.837)	(4.191.374)	(107.470)	(7.288)	(2.575)	(1.355)	-	(8.630.178)	(8.099.703)
Ajuste a valor justo de imobilizado na alocação de preço de compra - CESP	858.924	-	312.619	(982.722)	-	-	-	-	-	188.821	188.821
Amortização de ajuste a valor justo acumulado	(140.362)	-	(151.991)	143.585	-	-	-	-	-	(148.768)	(119.062)
Saldo líquido no início do exercício	949.139	513.545	4.969.520	3.034.701	148.840	1.973	5.009	5.929	2.220.691	11.849.347	10.397.035
Adições (i)										413.405	426.397
Adição de valor justo de imobilizado na alocação do preço de compra - Auren	-	-	12.955	37	-	-	-	-	-	2.090.943	
Participações	-	194.636	669.199	-	-	-	-	-	-	863.835	-
Substituição de itens em garantia	-	-	465	-	-	-	-	-	-	465	-
Adições de desmobilização de ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.446
Remensuração de desmobilização de ativos	-	-	-	-	16.679	-	-	-	-	16.679	(24.133)
Baixa	(3.185)	324	(2)	-	-	-	-	-	-	(12.504)	(15.367)
Depreciação	(2.906)	(20.650)	(407.695)	(71.930)	(21.212)	(698)	(813)	(335)	-	(526.239)	(563.488)
Amortização de ajuste a valor justo - CESP	(28.316)	-	(28.493)	30.037	-	-	-	-	-	(26.772)	(29.706)
Amortização de ajuste a valor justo - Auren	-	-	(1.215)	-	-	-	-	-	-	(6.340)	-
Amortização de ajuste a valor justo - outros	-	-	(4.125)	-	-	-	-	-	-	(4.125)	-
Empresa incorporada incluída na consolidação (Nota 1.2.1 (a)(viii))	411.781	1.500.749	9.862.108	564.850	15.949	10.227	4.094	14.620	1.274.708	13.659.086	(3.597)
Transferências	21.049	141.316	2.392.264	-	39.257	1.291	4.705	207	(2.633.259)	(33.170)	(8.694)
Saldo no final do exercício	1.347.562	2.328.705	17.461.071	3.557.695	199.513	12.793	12.995	20.421	1.263.041	26.203.796	11.849.347
Custo	701.261	3.738.174	19.773.519	8.630.099	328.195	20.779	16.383	22.111	1.263.041	34.493.562	20.439.472
Depreciação acumulada	(43.945)	(1.602.890)	(3.104.532)	(4.263.304)	(128.682)	(7.986)	(3.388)	(1.690)	-	(9.156.417)	(8.630.178)
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 final do exercício	1.347.562	2.328.705	17.461.071	3.557.695	199.513	12.793	12.995	20.421	1.263.041	26.203.796	11.849.347
Taxas médias anuais de depreciação - %	3,3%	3,3%	5,0%	2,0%	1,0%	15,0%	6,3%	3,6%			

- (i) No exercício findo em 31 de dezembro de 2024 houve desembolso caixa no valor de R\$248.264, o montante de R\$ 180.324 refere-se ao líquido entre: (i) saldo que não resultaram em saída de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2023; (ii) saldo que não resultou em saída de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e (iii) adiantamentos ocorridos em 2024. O saldo de adições deve-se substancialmente à construção do complexo solar Sol de Jaíba.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Máquinas, equipamentos e instalações	Móveis e utensílios	Benfeitorias	Obras em andamento	Controladora	
					2024	2023
Saldo no início do exercício						
Custo	2.958	1.151	2.469	41.582	48.160	19.966
Depreciação acumulada	(232)	(144)	(251)	-	(627)	(39)
Saldo líquido no início do exercício	2.726	1.007	2.218	41.582	47.533	19.927
Adições	-	-	-	26.196	26.196	40.399
Baixa	-	-	-	(12.504)	(12.504)	-
Depreciação	(273)	(115)	(319)	-	(707)	(589)
Efeito de incorporação reversa	-	-	-	-	-	-
Transferências	127	-	387	(33.629)	(33.115)	(12.204)
Saldo no final do exercício	2.580	892	2.286	21.645	27.403	47.533
Custo	3.085	1.151	2.856	21.645	28.737	48.160
Depreciação acumulada	(505)	(259)	(570)	-	(1.334)	(627)
Saldo líquido no final do exercício	2.580	892	2.286	21.645	27.403	47.533

b) Obras em andamento

		Consolidado	
		2024	2023
Projetos			
Construção dos parques eólicos e solares (i)		575.455	2.114.842
Modernização (ii)		539.906	50.219
Estoques de sobressalentes (iii)		105.836	-
Projeto Corumbá		30.776	30.776
Pipelines e outros		11.295	24.854
		1.263.268	2.220.691

- (i) Refere-se, principalmente, à construção do parque eólico Cajuína 3 e o projeto de geração de energia solar Sol de Jaíba.
- (ii) Os principais projetos de modernização são relacionados aos parques eólicos de Caetés, Salinas, Mandacarú, Araripe, Ventus e Alto Sertão II.
- (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".

13 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 da UHE Porto Primavera, 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*) é representado pela diferença positiva entre o valor pago e/ou a pagar pela aquisição de um negócio e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da entidade adquirida. O ágio de aquisições de controladas é registrado como "Ativo intangível" nas demonstrações financeiras consolidadas. O ágio é testado anualmente para verificação de prováveis perdas (*impairment*) e contabilizado pelo seu valor de custo menos as perdas acumuladas por *impairment*, que não são revertidas. Os ganhos e as perdas da alienação de uma entidade incluem o valor contábil do ágio relacionado com a entidade vendida.

O ágio é alocado às UGCs para fins de teste de *impairment*. A alocação é feita para as UGCs ou para os grupos de UGCs que devem se beneficiar da combinação de negócios da qual o ágio se originou. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extração.

Anualmente, a Companhia revisa o valor contábil líquido do ágio, com o objetivo de avaliar se houve deterioração ou perda no valor recuperável (*impairment*). Os ganhos e as perdas da alienação de uma entidade incluem o valor contábil do ágio relacionado com a entidade vendida. Os valores registrados como ágio no momento da combinação de negócio, foram alocados nos itens Autorização Aneel e *Purchase Price Allocation*.

Conforme o CPC 01 determina, os ágios devem ser testados por recuperabilidade ao menos uma vez por ano, desta forma a Companhia adota como premissa efetuar seus testes no decorrer do quarto trimestre de cada exercício, pois este exercício coincide com a aprovação do planejamento estratégico dos próximos anos, o qual possui as premissas bases para a realização dos testes.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas não identificaram a necessidade de provisões para *impairment* para os ativos intangíveis.

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.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Composição e movimentação

	Consolidado												
	2024						2023						
	Direitos de exploração e de recursos naturais	Intangível gerado de combinação de negócios	Autorização ANEEL	Mais-valia de intangíveis Auren	Power Purchase Agreement	Repatuação risco hidrológico	Softwares, marcas e patentes	Direitos de outorga	Ágio Auren Comercializadora	Ágio Esferas Energia	Intangível em andamento	Total	Total
Saldo no início do exercício													
Custo	194.714	-	17.633	-	97.003	496.897	50.066	1.398.703	420.969	-	179.895	2.871.985	
Amortização acumulada	(18.998)	-	(3.309)	-	(29.806)	(91.469)	(37.400)	(206.555)	-	-	(25.995)	(413.532)	
Saldo líquido no início do exercício	175.716	-	14.324	-	67.197	405.428	12.666	1.192.148	420.969	-	153.900	2.458.453	
Adições	-	-	-	2.988.886	-	-	293	-	-	87.876	-	15.183	
Adição de valor justo de imobilizado na alocação do preço de compra -- Auren Participações	-	-	-	-	-	-	22.940	-	-	-	-	22.940	
Amortizações	(5.533)	(5.163)	-	-	(4.576)	(35.500)	(9.337)	(38.060)	-	-	(5.262)	(103.431)	
Amortizações de ajuste a valor justo	-	-	(564)	(31.799)	(5.196)	-	-	-	(1.031)	-	-	(38.590)	
Reversão de provisão de impairment	-	-	-	-	-	3.222	-	-	-	-	-	3.222	
Baixas	(2.527)	-	-	-	-	-	(2.040)	-	-	-	-	(2.971)	
Remensuração	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	-	142	
Empresa adquirida incluída na consolidação (Nota 1.2.1 (a)(viii))	-	686.113	-	-	417.895	658.811	57.983	-	-	16.199	37.208	1.068	
Transferências	24.412	-	-	-	-	-	20.931	-	-	-	-	(12.173)	
Saldo no final do exercício	192.068	680.950	13.760	2.957.087	475.320	1.031.961	103.436	1.154.088	419.938	87.876	164.979	37.208	
Custo	216.599	686.113	17.633	2.988.886	621.046	1.482.975	150.173	1.398.703	420.969	87.876	253.211	37.208	
Amortização acumulada	(24.531)	(5.163)	(3.873)	(31.799)	(145.726)	(451.014)	(46.737)	(244.615)	(1.031)	-	(88.232)	-	
Saldo líquido no final do exercício	192.068	680.950	13.760	2.957.087	475.320	1.031.961	103.436	1.154.088	419.938	87.876	164.979	37.208	
Taxas médias anuais de amortização - %	3,0%	0,5%	0,5%		4,5%	2,9%	20,0%	3,0%		3,0%	100,0%		

				Controladora	
				2024	2023
	Direitos de exploração e de recursos naturais		Softwares	Intangível em andamento	Total
Saldo no início do exercício					Total
Custo	147.426		4.454	10.336	162.216
Amortização acumulada	(14.513)		(979)	-	(15.492)
Saldo líquido no início do exercício	132.913		3.475	10.336	146.724
Adições	-		-	1.394	1.394
Amortizações	(4.254)		(2.397)	-	(6.651)
Transferências	24.412		14.205	(5.502)	33.115
Saldo no final do exercício	153.071		15.283	6.228	174.582
Custo	171.838		18.659	6.228	196.725
Amortização acumulada	(18.767)		(3.376)	-	(22.143)
Saldo líquido no final do exercício	153.071		15.283	6.228	174.582
Taxas médias anuais de amortização - %	3,0%			20,0%	

14

Empréstimos, financiamentos e debêntures

Política contábil

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

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Composição

Modalidade	Encargos anuais médios	Consolidado 2024									
		Circulante			Não circulante			Total	Total	Valor justo	
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Encargos	Total		
Moeda Nacional											
BNDES - Auren Energia	TJLP+2,52%	122.734	(7.217)	4.507	120.024	1.206.686	(44.682)	-	1.162.004	1.282.028	1.020.383
BNDES - Auren Energia	IPCA+4,48%	97.121	(1.807)	3.401	98.715	1.866.512	(34.743)	-	1.831.769	1.930.484	1.180.939
Debêntures - 1 ^a emissão - Ventos de 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 - 2 ^a emissão - Auren Energia	IPCA+6,30%	-	(1.130)	5.215	4.085	411.168	(9.515)	-	401.653	405.738	369.191
Debêntures - 3 ^a 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 - 4 ^a 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 - 12 ^a 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 - 13 ^a 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	IPCA+5,76%(i)	11.602	(263)	2.595	13.934	801.992	(5.534)	67.005	863.463	877.397	1.069.894
Debêntures - 1 ^a Emissão - Auren Participações	IPCA+7,06%	164.446	(8.529)	34.702	190.619	2.984.852	(122.494)	-	2.862.358	3.052.977	2.581.552
Debêntures - 2 ^a Emissão - Auren Participações	IPCA+7,15%	1.638	(295)	968	2.311	151.707	(5.462)	-	146.245	148.556	128.799
Debêntures - 8 ^a Emissão - Auren Participações	IPCA+6,02%	25.564	(1.434)	1.243	25.373	158.496	(4.023)	-	154.473	179.846	169.515
Debêntures - 9 ^a Emissão - Auren Participações	IPCA+4,71%	-	(7.116)	20.926	13.810	1.121.128	(18.309)	-	1.102.819	1.116.629	1.013.586
Debêntures - 9 ^a Emissão - Auren Participações	CDI+1,00%	-	(1.327)	46.620	45.293	1.380.000	(949)	-	1.379.051	1.424.344	1.426.605
Debêntures - 10 ^a Emissão - Auren Participações	CDI+1,50%	-	(916)	4.641	3.725	750.000	(2.196)	-	747.804	751.529	756.594
Debêntures - 11 ^a Emissão - Auren Participações	IPCA+6,49%	-	(1.473)	28.444	26.971	618.552	(18.049)	-	600.503	627.474	564.519
BNDES - Auren Participações	TJLP+2,25%	153.474	(10.107)	3.899	147.266	1.045.491	(48.359)	-	997.132	1.144.398	-
BNB - Auren Participações	IPCA+3,36%	26.541	(488)	3.526	29.579	542.934	(7.721)	29.481	564.694	594.273	-
BNB - Auren Participações	Pré-fixado(2,55%)	13.965	(1.834)	402	12.533	104.676	(9.719)	1.197	96.154	108.687	-
FDNE - Auren Participações	IPCA+2,93%	7.999	(123)	1.062	8.938	116.383	(2.220)	-	114.163	123.101	-
Outros - Auren Participações	IPCA	27.227	-	-	27.227	-	-	-	-	27.227	-
Moeda Estrangeira (i)											
Scotiabank 4131 - Auren Participações	USDcomswapparaCDI+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	23.179.334

(i) Para o empréstimo em moeda estrangeira, o saldo contábil atualizado considera o principal, juros e custos da transação.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Modalidade	Encargos anuais médios	Consolidado							
		Circulante				Não circulante			
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Total	Total
BNDES - Auren Energia	TJLP+2,53%	117.187	(7.217)	5.201	115.171	1.318.298	(51.899)	1.266.399	1.381.570
BNDES - Auren Energia	TLP+4,56%/IPCA+3,65%	86.897	(1.807)	2.811	87.901	1.788.874	(36.550)	1.752.324	1.840.225
Debêntures - 1ª emissão - Auren Energia	CDI+1,48%	300.000	(621)	94.291	393.670	-	-	-	393.670
Debêntures - 1ª emissão - Auren Energia	IPCA+6,99%	5.539	(458)	6.015	11.096	188.333	(3.468)	184.865	195.961
Debêntures - 1ª emissão - Auren Energia	IPCA+5,47%	139.625	(151)	4.074	143.548	-	-	-	143.548
Debêntures - 11ª emissão - Auren Energia	CDI+1,64%	75.004	(483)	528	75.049	75.004	(483)	74.521	149.570
Debêntures - 12ª emissão - Auren Energia	IPCA+4,30%	-	(5.014)	29.627	24.613	1.891.967	(28.414)	1.863.553	1.888.166
BNB - Auren Energia	IPCA+5,45% ⁽ⁱ⁾	669	(90)	159	738	347.539	(3.016)	358.386	359.124
		724.921	(15.841)	142.706	851.786	5.610.015	(123.830)	5.500.048	6.351.834
									5.764.500

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

Modalidade	Encargos anuais médios	Controladora							
		Circulante				Não circulante			
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Total	Total
Debêntures - 2ª emissão	IPCA+6,30%	-	(1.130)	5.215	4.085	411.168	(9.514)	401.654	405.739
Debêntures - 3ª emissão	CDI + 0,55%	-	(2.640)	60.506	57.866	2.500.000	(15.399)	2.484.601	2.542.467
Debêntures - 4ª emissão	CDI + 1,10%	-	(7.998)	110.123	102.125	5.400.000	(22.662)	5.377.338	5.479.463
		-	(11.768)	175.844	164.076	8.311.168	(47.575)	8.263.593	8.427.669
									8.623.733

Modalidade	Encargos anuais médios	Controladora							
		Circulante				Não circulante			
		Principal	Custo de captação	Encargos	Total	Principal	Custo de captação	Encargos	Total
Debêntures - 1ª emissão	CDI+1,48%	300.000	(621)	94.291	393.670	300.000	(621)	94.291	393.670
									399.203

BNB – Banco do Nordeste

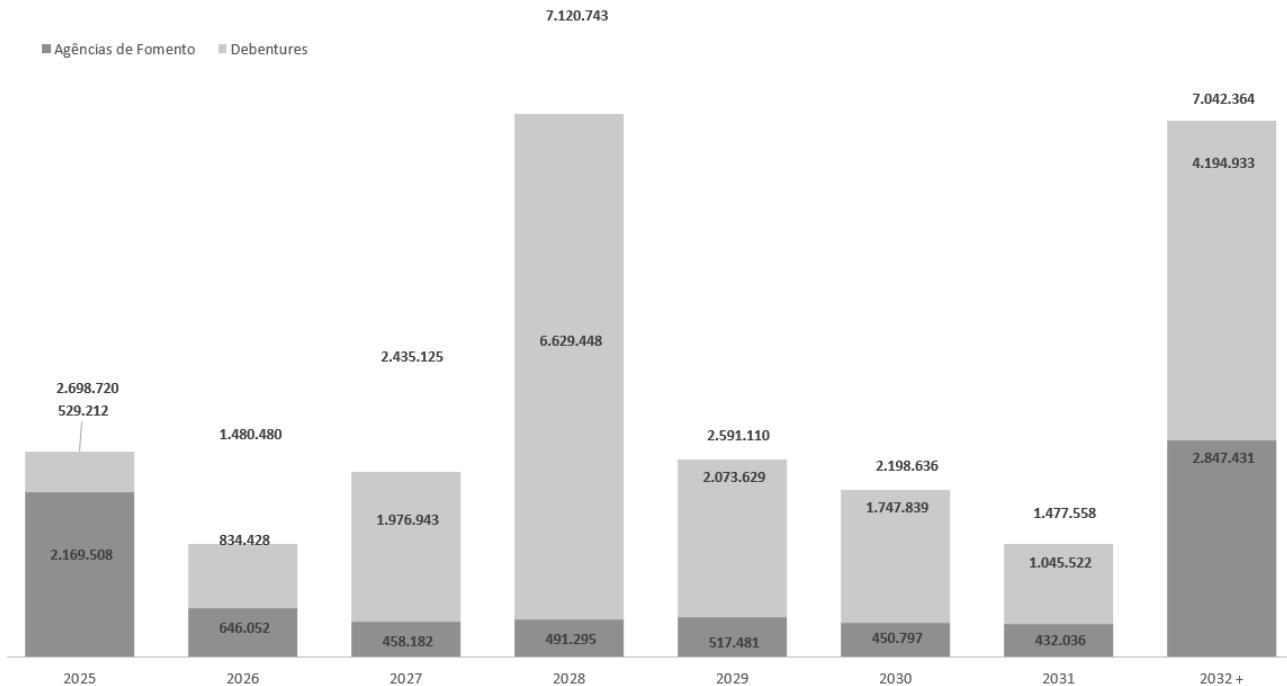
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

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	
		2024	2023	2024	2023
Saldo no início do exercício		6.351.834	5.830.217	393.670	342.515
Captações		10.009.688	990.795	8.300.000	500.000
Provisão de juros	8	810.107	394.377	233.660	62.896
Variação cambial		153.416	-	-	-
Atualização monetária	8	306.509	212.843	11.168	-
Apropriação de custos de captações	8	21.196	16.934	3.054	1.728
Adição dos custos de captação		(122.954)	(7.216)	(61.775)	(1.107)
Juros pagos		(682.969)	(330.422)	(152.108)	(12.362)
Liquidações		(2.137.464)	(755.694)	(300.000)	(500.000)
Empresa adquirida incluída na consolidação	1.2.1 (a)(viii)	12.335.373	-	-	-
Saldo no final do exercício		27.044.736	6.351.834	8.427.669	393.670

d) Principais captações

	Modalidade	Data da captação	Montante	Custo	Vencimento	Liberação		A ser liberado
						2023	2024	
Complexo Sol de Jaíba	BNB	Setembro/2022	300.000	IPCA 5,27% a.a.	Setembro/2046	180.000	120.000	-
	BNB	Junho/2023	200.000	IPCA 5,73% a.a.	Julho/2047	168.208	31.792	-
	BNB	Dezembro/2023	330.000	IPCA 5,78% a.a.	Janeiro/2047	-	284.709	45.291
CESP	13º Debêntures	Março/2024	1.100.000	IPCA 6,17% a.a.	Outubro/2034	-	30.000	-
	2º Debêntures	Abri/2024	400.000	IPCA 6,30% a.a.	Abri/2034	-	1.100.000	-
Auren	3º Debêntures	Setembro/2024	2.500.000	CDI + 0,55% a.a.	Outubro/2031	-	400.000	-
	4º Debêntures	Outubro/2024	5.400.000	CDI + 1,10% a.a.	Outubro/2028	-	2.500.000	-
Sol do Piauí	BNDES	Abri/2024	189.982	TLP + 3,65%	Novembro/2044	94.000	88.108	7.874
Santa Tereza 01	Empréstimos	Fevereiro/2024	67.770	IPCA + 2,93%	Dezembro/2043	-	55.079	12.691

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Ventos do Araripe III	Garantia prestada pela Votorantim S.A., Auren Energia S.A. e Ventos de Santo Estevão <i>Holding</i> S.A.; Contas reservas; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Ventos do Piauí II e III - Sol do Piauí	Garantia prestada pela Auren Energia S.A.; Contas reservas; Penhor dos ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Tito	Fiança bancária Conta reserva; Penhor de ativos e ações Cessão fiduciária de direitos creditórios.
BNDES	- Tomé	Conta reserva Penhor de ativos e ações Cessão fiduciária de direitos creditórios. Garantia prestada pela MS Participações Societárias S.A.
BNDES	- Mar e Terra	Conta reserva Penhor de ativos e ações Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- Embuaca - Icará - Bela Vista	Conta reserva Penhor de ativos e ações Cessão fiduciária de direitos creditórios e direitos emergentes das autorizações.
BNDES	- São Jorge - São Cristóvão - Santo Antônio de Pádua	Conta reserva; Cessão fiduciária de Direitos.
BNDES	- Brisa - Vento - Wind	Conta reserva
Repasso	- Ventos do Araripe III	Garantia prestada pela Auren Energia S.A. e Ventos de Santo Estevão <i>Holding</i> 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 Votorantim 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	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	AF de Ações; AF de Equipamentos; Cessão Fiduciária de direitos.
Debêntures	- Ventos de Sta Tereza 07 - 1ª emissão, 1ª Série - Ventos de Sta Tereza 07 - 1ª emissão, 2ª Série	AF de Ações; AF de Equipamentos; Cessão de direitos.
Debêntures	- Tito - 1ª Emissão de Debêntures - 1ª série - 1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	Fiança bancária Conta reserva; Penhor de ativos e ações Cessão fiduciária de direitos creditórios.
Debêntures	8ª Emissão de Debêntures	Conta reserva; AF de Ações; Cessão Fiduciária de direitos.
Debêntures	- Brasventos Eolo - Brasventos Miassaba - Rio dos Vents 3 - Tomé	Conta reserva; Penhor de ações Cessão fiduciária de direitos creditórios
Debêntures	Tucano Holding III - Sol de Jaba - Tucano F1 - Tucano F2 - Tucano F3	Garantia Unipar Fiança bancária; Conta reserva.
BNB	- Tucano F4 - Tucano F6 - Tucano F7 - Tucano F8 - Ventos de São Ricardo 03 - Ventos de São Ricardo 04	
BNB	- Mar e Terra - Embuaca	Conta reserva Conta reserva;
BNB	- Icará - Bela Vista	Cessão fiduciária de Direitos.
BB (FDNE)	- Ventos de Santa Tereza 01	Garantia prestada pela Auren Participações e BRF; Conta reserva; Penhor de ativos e ações; Cessão fiduciária de direitos creditórios.

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 período findo em 31 de dezembro de 2024, as condições contratuais foram cumpridas.

15 Fornecedores

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2024	2023	2024	2023
Circulante					
Energia comprada para revenda		688.825	318.673	-	-
Energia comprada para revenda - Partes relacionadas	22	17.445	22.741	-	-
Fornecedores de materiais e serviços		515.649	199.934	8.874	9.713
Fornecedores de materiais e serviços - Partes relacionadas	22	10.305	8.096	2.112	3.212
Encargos de uso da rede elétrica		73.286	22.877	-	-
		1.305.510	572.321	10.986	12.925

16 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 2024, 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 2024 e 2023 apresentam a seguinte reconciliação com base na alíquota nominal:

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	530.373	835.907	201.455	(353.348)
Alíquotas nominais	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL calculados às alíquotas nominais	(180.327)	(284.208)	(68.495)	120.138
Ajustes para apuração do IRPJ e da CSLL efetivos				
Equivalência patrimonial	55.891	24.926	157.243	(68.539)
Prejuízo fiscal e base negativa sem constituição de diferido	(142.163)	(47.674)	(89.124)	(30.935)
Exclusões (adições) temporárias sem constituição de diferido	13.887	(16.388)	13.166	(16.293)
Efeitos de empresas tributadas pelo lucro presumido	(20.998)	(14.549)	-	-
Incentivo fiscal	3.220	4.686	-	-
Indenização da Usina Hidrelétrica Três Irmãos	-	(823.325)	-	-
Juros sobre capital próprio	(5.844)	-	(5.844)	-
Outras exclusões (adições) permanentes, líquidas	17.830	2.936	42.537	31.288
IRPJ e CSLL apurados	(258.504)	(1.153.596)	49.483	35.659
Correntes	(172.128)	(753.427)	-	-
Diferidos	(86.376)	(400.169)	49.483	35.659
IRPJ e CSLL no resultado	(258.504)	(1.153.596)	49.483	35.659

(b) Composição dos saldos de impostos diferidos

Os saldos registrados até 31 de dezembro de 2024 de créditos diferidos sobre prejuízos fiscais de imposto de renda, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias das controladas CESP, Auren Operações e Auren Comercializadora 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.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 2050 na CESP, até 2032 na Auren Operações e até 2025 na Auren Comercializadora.

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Imposto de renda e contribuição social				
Créditos tributários sobre diferenças temporárias				
Prejuízos fiscais e base negativa	1.320.988	788.560	-	-
Diferido sobre mais-valia	129.071	165.092	-	-
Provisão ativo regulatório	275.685	275.685	-	-
Provisão para litígios	300.931	334.814	-	-
Arrendamentos	5.992	813	-	-
Obrigações socioambientais	63.990	29.253	-	-
Créditos fiscais de ágios incorporados	48.476	-	-	-
Ressarcimento de energia	18.916	-	-	-
Contratos futuros de energia	94.223	-	-	-
Outras provisões	53.509	64.604	-	-
Débitos tributários sobre diferenças temporárias				
Reconhecimento e realização de mais-valia	-	-	(303.954)	(340.903)
Reconhecimento e realização de mais-valia AES	(1.006.639)	-	(934.902)	-
Ganho por compra vantajosa da CESP	(312.805)	(312.805)	(312.805)	(312.805)
Repactuação de risco hidrológico	(446.697)	(234.772)	-	-
Atualização de saldo de depósitos judiciais	(14.300)	(13.555)	-	-
Ajuste a valor presente sobre alienação de investidas	(27.793)	(10.427)	(10.932)	(10.872)
Ajuste a valor presente de passivos ambientais	(9.643)	(10.119)	-	-
Contratos futuros de energia	(52.145)	(62.432)	-	-
Arrendamentos	(5.115)	(2.199)	-	-
Ativo imobilizado - taxa de depreciação	(17.786)	-	-	-
Juros Capitalizados	(66.036)	-	-	-
Marcação a mercado	(82.435)	-	-	-
Outros débitos	(20.872)	-	-	-
Efeito em outros resultados abrangentes				
Benefícios pós-emprego (i)	289.240	555.249	-	-
Custo atribuído de imobilizado	192.632	423.840	-	-
<i>Hedge accounting</i>	32.017	-	-	-
Líquido	763.404	1.991.601	(1.562.593)	(664.580)
Impostos diferidos ativos líquidos de mesma entidade jurídica	2.172.103	2.698.782	-	-
Impostos diferidos passivos líquidos de mesma entidade jurídica	(1.408.699)	(707.181)	(1.562.593)	(664.580)

- (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

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Saldo no início do exercício	1.991.601	2.287.845	(664.580)	(700.503)
Efeitos de IRPJ e CSLL diferidos no resultado	(86.376)	(400.169)	49.483	35.659
Incorporação Esfera - mais-valia	(7.800)	-	-	-
Incorporação Auren Participações - mais-valia	(1.019.232)	-	(947.496)	-
Empresa adquirida incluída na consolidação (Nota 1.2.1(a)(viii))	180.766	-	-	-
<i>Hedge accounting</i>	(23.545)	264	-	264
Entidade de previdência à empregados	(272.010)	103.661	-	-
Saldo no final do exercício	763.404	1.991.601	(1.562.593)	(664.580)

(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, base negativa e demais ajustes temporários em 31 de dezembro de 2024, com efeito em resultado:

	Consolidado					
	2025	2026 a 2027	2028 a 2030	2031 a 2033	A partir de 2034 até 2050	Total
Realização de diferido com efeito em resultado						
Prejuízo fiscal e base negativa	-	-	133.722	309.226	878.040	1.320.988
Demais ajustes temporários	82.322	(166.072)	(373.115)	(280.515)	203.360	(534.019)
	82.322	(166.072)	(239.393)	28.711	1.081.400	786.969

17 Contratos futuros de energia

Política contábil

A controlada Auren Comercializadora e Auren Participações, realizam 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

	Consolidado					
	Ativo	Passivo	Total	Ativo	Passivo	Total
Circulante	1.682.708	(1.425.595)	257.113	1.811.433	(1.639.680)	171.753
Não circulante	2.230.198	(2.296.975)	(66.777)	3.433.262	(3.423.668)	9.594
	3.912.906	(3.722.570)	190.336	5.244.695	(5.063.348)	181.347

(b) Movimentação

	Nota	Consolidado	
		2024	2023
Saldo líquido no início do exercício		181.347	194.749
Marcação a mercado dos contratos de energia		321.991	168.889
Realização		(308.921)	(182.291)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	7	13.070	(13.402)
Empresas adquiridas incluídas na consolidação	1.2.1 (a)(viii)	(4.081)	-
Saldo líquido no final do exercício		190.336	181.347

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

	Nota	Desmobilização de ativos	Licença ambiental	Termo de Ajuste de Conduta	Obrigações socioambientais	(-) Ajuste a valor presente	Consolidado	
							2024	2023
Saldo no início do período		1.590.562	181.249	40.505	3.738	(1.523.145)	292.909	316.298
Adições com efeito em ativo		768.563	-	-	-	(729.306)	39.257	3.446
Adições (i)		-	-	-	4.725	-	4.725	-
Remensurações com efeito em ativo	417	23.539	-	-	-	(7.277)	16.679	(24.133)
Remensurações		-	-	1.051	-	-	1.051	(2.611)
Reversões		-	-	-	(3.738)	-	(3.738)	-
Pagamentos		-	(16.583)	(6.767)	-	-	(23.350)	(22.809)
Realização do ajuste a valor presente	8	-	-	-	-	21.038	21.038	22.717
Empresas adquiridas incluídas na consolidação	1.2.1 (a)(viii)	543.085	-	-	66.472	(483.181)	126.376	-
Saldo no final do período		2.902.627	188.205	34.789	71.197	(2.721.871)	474.947	292.908
Circulante		-	45.512	8.162	3.526	-	57.200	45.599
Não circulante		2.902.627	142.693	26.627	67.671	(2.721.871)	417.747	247.309
		2.902.627	188.205	34.789	71.197	(2.721.871)	474.947	292.908

19 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 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 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 resarcidos 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 resarcidos 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

	Nota	Ressarcimento anual	Ressarcimento quadrienal	Consolidado	
				2024	2023
				Total	Total
Saldo no início do exercício		234.119	196.166	430.285	404.992
Provisão / (reversão)	6	43.673	84.753	128.426	40.828
Pagamentos (i)		(92.296)	(12.079)	(104.375)	(28.760)
Atualização monetária	8	10.526	7.794	18.320	13.225
Outros		1.675	(520)	1.155	-
Empresas adquiridas incluídas na consolidação	1.2.1 (a)(viii)	699.699	239.018	938.717	-
		663.277	318.966	982.243	25.293
Saldo no final do exercício		897.396	515.132	1.412.528	430.285
Ativo					
Circulante		3.203	-	3.203	-
Não circulante		1.051	4.987	6.038	-
		4.254	4.987	9.241	-
Passivo					
Circulante		652.647	309.319	961.966	341.142
Não circulante		249.003	210.800	459.803	89.143
		901.650	520.119	1.421.769	430.285
Saldo líquido		897.396	515.132	1.412.528	430.285

- (i) A ANEEL, publicou em 23 de março de 2021 a Resolução Normativa nº 927 de 2021, e, em 29 de abril de 2022, o Despacho 1.151/2022, que em conjunto regulamentaram a metodologia para cálculo de energia não fornecida decorrente de *constrained-off* de usinas eólicas, condição necessária para a cobrança dos ressarcimentos referentes ao período “provisório” do *constrained-off* eólico, relacionado aos eventos de restrição de geração ocorridos antes de outubro de 2021.

Em 23 de dezembro de 2022, a CCEE publicou o comunicado nº 970/22, apresentando o cronograma de reapurações dos ressarcimentos, que ocorreram de junho de 2023 a junho de 2024, e que contemplou apenas os eventos ocorridos entre os meses de janeiro de 2018 a setembro de 2021, período denominado “provisório” do *constrained-off*.

Os pagamentos dos ressarcimentos foram suspensos no mês de julho de 2024 devido à falta de regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos do período “definitivo” do *constrained-off* eólico, relacionados 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 de 2024, resultado da Consulta Pública 22/2022, estabelecendo as regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos referentes ao período “definitivo”. Assim, a expectativa é que a CCEE divulgue um cronograma de reapurações dos ressarcimentos para os eventos ocorridos a partir de outubro de 2021.

Provisão para litígios

Política contábil

As controladas, substancialmente a CESP, 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.

A partir de 2022, como parte da evolução do processo ligado ao provisionamento das causas em que as suas controladas são parte, a Companhia passou a efetuar a segregação dos saldos entre o circulante e o não circulante, tendo como base, essencialmente, a fase processual em que as causas estão (fase avançada de execução ou cumprimento de sentença).

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

	Nota	Cíveis	Trabalhistas	Ambientais	Tributárias	Regulatório	Consolidado	
							2024	2023
Saldo no início do exercício		865.768	65.473	46.023	7.116	-	984.380	1.186.005
Atualização monetária	8	59.818	2.188	4.538	605	(37.888)	29.261	41.840
Provisão / (reversão)	7	(166.767)	13.564	10.621	3.881	(20.913)	(159.614)	(146.999)
(-) Pagamentos		(53.076)	(10.406)	(2.416)	(114)	-	(66.012)	(96.466)
Empresa adquirida incluída na consolidação	1.2.1 (a)(viii)	8.989	4.196	2.465	13.309	58.801	87.760	-
Saldo no final do exercício		714.732	75.015	61.231	24.797	-	875.775	984.380
Circulante		28.518	43.969	2.720	6.761	-	81.968	107.741
Não circulante		686.214	31.046	58.511	18.036	-	793.807	876.639
		714.732	75.015	61.231	24.797	-	875.775	984.380

O quadro acima, que representa a provisão do contencioso, já considera para 2024 a combinação de negócios e, portanto, a consolidação do contencioso passivo das empresas.

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

A composição por natureza dos processos com probabilidade de perda avaliada como possível, para os quais não há provisão contabilizada, é demonstrada a seguir.

Importante destacar que o aumento do risco de perda possível entre os fechamentos de 2024 e 2023 se dá, essencialmente, pela combinação de negócios e consolidação do contencioso passivo das empresas.

	Consolidado	
	2024	2023
Cíveis	800.558	792.724
Tributárias	1.788.195	463.286
Ambientais	292.431	309.798
Trabalhistas	35.341	39.710
Regulatório	93.649	-
Imobiliárias	172	-
	3.010.346	1.605.518

Independente 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 a Administração 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.

21 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 Participações 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.	Utilizado o método atuarial Agregado para apurar o valor presente da obrigação do plano.
Metodologia de Definição da Taxa de Desconto	Taxa definida com base nos títulos de longo prazo (NTN-Bs) posicionados em 31/12/2024	Taxa definida com base no corredor instituído pela Previc na Portaria Previc nº 308/2024

Também é apresentado o comparativo das hipóteses atuariais nas duas metodologias na mensuração do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2024:

CESP

Hipóteses	Relatório CPC 33 (R1)	PREVIC
Taxa de desconto anual	11,42% a.a (7,65% a.a. real)	4,95% a.a.
Taxa de inflação anual de longo prazo	3,50% a.a	4,52% 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 - 1949 - Masculina agravada em 10%	AT 49 agravada em 10%
Entrada em Invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%	Mercer Disability segregada por sexo suavizada em 50%
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	Tempo de filiação ao plano - 15 anos
	ExpCF_2014	ExpCF_2014

Auren Operações

Hipóteses	Relatório CPC 33 (R1)	PREVIC
Taxa de desconto anual	11,21% a.a (7,45% a.a. real)	4,80% a.a.
Taxa de inflação anual de longo prazo	3,50% a.a	4,52% 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 - 1949 - Masculina agravada em 10%	AT 49 agravada em 10%
Entrada em Invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%	Mercer Disability segregada por sexo suavizada em 50%
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	Tempo de filiação ao plano - 15 anos
	ExpCF_2014	ExpCF_2014

Considerando as hipóteses acima, o passivo atuarial em 31 de dezembro de 2024, calculado com base no CPC 33 é de R\$ 868.771, enquanto o passivo atuarial estimado com base na metodologia PREVIC seria de R\$ 1.994.167.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 2024, 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

	2024			2023		
	BSPS	BD	CV	BSPS	BD	CV
Premissas:						
Taxa utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	11,42%	11,42%	11,42%	9,03%	9,03%	9,03%
Taxa de retorno esperado sobre os ativos do plano	11,42%	11,42%	11,42%	9,03%	9,03%	9,03%
Taxa real utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	7,65%	7,65%	7,65%	5,34%	5,34%	5,34%
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	17	56	56	20	62	62
Nº de participantes inativos - aposentados sem ser por invalidez	3.420	1.625	917	3.494	1.644	931
Nº de participantes inativos - aposentados por invalidez	94	42	14	103	44	15
Nº de participantes inativos - pensionistas	1.072	210	69	1.040	194	64

Auren Operações

	2024		
	BSPS	BD	CV
Premissas:			
Taxa utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	11,21%	11,21%	11,21%
Taxa de retorno esperado sobre os ativos do plano	11,21%	11,21%	11,21%
Taxa real utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	7,45%	7,45%	7,45%
Taxa de crescimento salarial	N/A em função do saldamento do plano		
Taxa de inflação de longo prazo	3,50%	3,50%	3,50%
Taxa de rotatividade	N/A em função do saldamento do plano		
Tábua de mortalidade	AT 2000 segregada por sexo		
Tábua de entrada em invalidez	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%		
Tábua de mortalidade de inválidos	AT - 1949 - Masculina agravada em 10%		
Quantidade de participantes:			
Nº de participantes ativos	30	190	180
Nº de participantes inativos - aposentados sem ser por invalidez	376	397	160
Nº de participantes inativos - aposentados por invalidez	10	11	5
Nº de participantes inativos - pensionistas	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.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Cálculo e movimentações

Análise de sensibilidade	BSPS	BD	CV	PIA	Consolidado	
					Total	
Efeito sobre a obrigação de benefício definido se:						
Taxa de desconto for reduzida em 0,5%	5.039.668	941.694	125.613	8.948	6.106.975	
Taxa de desconto for aumentada em 0,5%	4.725.753	861.287	112.642	8.082	5.699.682	

Fluxos de caixa projetados	BSPS	BD	CV	PIA	Consolidado	
					Total	
Estimativa das contribuições da patrocinadora para o plano no ano seguinte						
Pagamentos esperados de benefícios dos planos:	138.132	3.223	1.967	1.693	143.322	
2025	565.171	82.910	11.504	1.693	659.585	
2026	573.145	90.992	16.093	-	680.230	
2027	579.828	93.810	16.488	143	690.126	
2028	585.120	96.820	16.903	509	698.843	
2029	589.016	100.053	17.324	1.534	706.393	
2030 a 2034	2.937.822	544.970	92.187	2821	3.574.979	

Valor justo dos ativos do plano de benefícios	BSPS	BD	CV	Consolidado		
				2024	2023	2024
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Ativos						
Disponível	-	-	-	-	-	-
Recebível	1.185.096	1.156.647	9.762	12.027	18.431	16.582
Investimento	4.141.456	4.062.516	1.024.172	835.949	169.907	117.882
	5.326.552	5.219.163	1.033.934	847.976	188.338	134.464
Passivos						
Obrigações	(135.234)	(121.764)	(6.122)	(3.996)	(1.865)	(144)
Fundos não previdenciais	(1.446)	(313)	-	-	-	-
Saldos de conta CD	-	-	(3.844)	(3.628)	(4.052,00)	(10.779)
Valor justo	5.189.872	5.097.086	1.023.968	840.352	182.421	123.541

(a) Conciliação dos ativos e passivos

	BSPS	BD	CV	PIA	Consolidado	
					2024	2023
Valor da obrigação atuarial líquida	4.877.926	899.960	118.890	-	5.896.776	6.339.630
Valor justo dos ativos dos planos	(4.012.523)	(1.017.799)	(126.921)	-	(5.157.243)	(4.706.545)
Valor presente das obrigações atuariais	-	9.570	2.903	8.496	20.969	-
Excedente irrecuperável (efeito do teto de ativos)	-	108.269	-	-	108.269	-
Total do passivo líquido	865.403	-	(5.128)	8.496	868.771	1.633.085

(b) Demonstração do passivo atuarial

	Nota	BSPS	BD	CV	PIA	Consolidado 2024 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	21(d)	-	(377)	51	927	601
Juros sobre a obrigação atuarial	21(d)	493.416	93.519	12.734	895	600.564
Contribuições dos participantes do plano		142	397	419	-	958
Benefícios pagos pelo plano		(593.943)	(83.257)	(12.368)	(746)	(690.314)
(Ganhos) /perdas atuariais	21(e)	(743.775)	(176.795)	(27.489)	(2.838)	(950.897)
Valor presente das obrigações atuariais		-	9.570	2.903	-	12.473
Obrigação total no exercício		4.877.926	909.530	121.793	8.496	5.917.745
Saldo inicial do valor justo dos ativos do plano		(4.089.800)	(995.893)	(121.575)	-	(5.207.268)
Juros sobre ativos do plano	21(d)	(352.406)	(87.229)	(10.656)	-	(450.291)
Contribuições do patrocinador		(136.140)	(5.836)	(2.075)	-	(144.051)
Contribuições dos participantes do plano		(142)	(397)	(419)	-	(958)
Benefícios pagos pelo plano		593.943	83.256	12.369	-	689.568
Rendimento dos ativos do plano	21(e)	(27.978)	(11.700)	(4.565)	-	(44.243)
Excedente irrecuperável (efeito do teto de ativos)			108.269	-	-	108.269
Valor justo dos ativos dos planos		(4.012.523)	(909.530)	(126.921)	-	(5.048.974)
Total do passivo líquido		865.403	-	(5.128)	8.496	868.771
						Consolidado 2023 Total
Saldo inicial do valor presente das obrigações		5.241.721	841.793	129.217		6.212.731
Juros sobre a obrigação atuarial	21(d)	529.047	84.330	12.750		626.127
Contribuições de participantes		301	1.348	-		1.649
Benefícios pagos pelo plano		(564.002)	(70.748)	(9.595)		(644.345)
(Ganhos) /perdas atuariais	21(e)	168.013	(17.042)	(7.503)		143.468
Obrigação total no exercício		5.375.080	839.681	124.869		6.339.630
Saldo inicial do valor justo dos ativos do plano		(4.036.148)	(814.419)	(98.234)		(4.948.801)
Juros sobre ativos do plano	21(d)	(366.269)	(75.495)	(9.200)		(450.964)
Contribuições de participantes		(301)	(1.348)	-		(1.649)
Contribuições do patrocinador		(107.604)	(1.766)	(1.525)		(110.895)
Benefícios pagos pelo plano		564.002	70.748	9.595		644.345
Rendimento dos ativos do plano	21(e)	145.199	17.828	(1.608)		161.419
Valor justo dos ativos dos planos		(3.801.121)	(804.452)	(100.972)		(4.706.545)
Total do passivo líquido		1.573.959	35.229	23.897		1.633.085

(c) Movimentação do passivo atuarial

	Nota	2024	2023	Consolidado
Saldo inicial do exercício		1.633.085	1.263.931	
Custo do serviço corrente		(171)	-	
Juros sobre a obrigação atuarial	8	142.553	175.163	
Contribuições pagas		(134.324)	(110.896)	
Atualização de mensuração atuarial		(877.700)	304.887	
Empresa adquirida incluída na consolidação	1.2.1(a)(viii)	105.328	-	
Saldo final do exercício		868.771	1.633.085	

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(d)

Componentes do resultado do exercício

					Consolidado	
	BSPS	BD	CV	PIA	2024	2023
Custo do serviço corrente	-	(377)	51	155	(171)	-
Custo de juros sobre a obrigação	461.880	81.920	10.869	149	554.818	626.127
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(326.065)	(77.409)	(8.791)	-	(412.265)	(450.964)
Contribuição definida	-	1.210	-	-	1.210	-
Total do resultado do exercício	135.815	5.344	2.129	304	143.592	175.163

(i) Os valores de resultado da Auren Operações não conciliam com o saldo da nota 21 (c) devido a consolidação de dois apenas dois meses.

(e)

Movimentação de outros resultados abrangentes (ORA)

	Nota	BSPS	BD	CV	PIA	2024	2023
Ganho atuarial de evolução do passivo, incluindo liquidações rotineiras	60.147	(6.955)	(1.771)	(2.217)	49.204	(271.151)	
Ganho atuarial de alterações de premissas	(803.922)	(169.840)	(25.718)	(621)	(1.000.101)	414.619	
Rendimento de ativos (maior)/menor que os juros líquidos reconhecido	(27.978)	(11.700)	(4.565)	-	(44.243)	161.419	
Mudança no superávit irrecuperável	-	117.839	2.903	-	120.742	-	
Atualização de contribuições pagas	(3.302)	-	-	-	(3.302)	-	
Movimento em ORA durante o período	(775.055)	(70.656)	(29.151)	(2.838)	(877.700)	304.887	
Efeitos de tributos diferidos	263.519	24.023	9.911	965	298.418	(103.661)	
Efeito líquido em outros resultados abrangentes	23.4	(511.536)	(46.633)	(19.240)	(1.873)	(579.282)	201.226

(f)

Despesa / (receita) estimada para 2025 (não auditado)

Abaixo é demonstrada a despesa estimada para o exercício seguinte, com base na avaliação de atuário independente em 31 de dezembro de 2024:

					Consolidado
	BSPS	BD	PIA	CV	2025
Custo atual do serviço	-	(196)	-	702	506
Custo de juros sobre a obrigação	524.192	110.027	2.111	11.623	647.953
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(403.283)	(88.861)	325	(11.456)	(503.275)
Despesa estimada para o exercício	120.909	20.970	2.436	869	145.184

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22

Partes relacionadas

	Nota	Consolidado									
		Ativo		Passivo		Vendas e serviços (Nota 6)		Compras, serviços e outros		Resultado financeiro	
		2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Contas a receber de clientes - Venda de energia e serviços	10										
Votorantim Cimentos S.A.		69.280	62.399	-	-	608.701	662.031	-	-	-	-
Votorantim Cimentos N/NE S.A.		2.817	-	-	-	244.460	220.425	-	-	-	-
Companhia Brasileira de Alumínio		71.845	66.858	-	-	511.676	614.019	-	-	-	-
CBA Itapissuma Ltda.		1.768	2.069	-	-	22.315	28.201	-	-	-	-
Citrosuco S.A. Agroindústria		12.388	13.603	-	-	56.791	75.202	-	-	-	-
Citrosuco Serviços Portuários S.A.		-	-	-	-	3.486	7.595	-	-	-	-
Mineração Dardanelos Ltda.		-	-	-	-	-	7.407	-	-	-	-
Polarix S.A.		3.170	3.973	-	-	37.430	42.938	-	-	-	-
CBA Energia Participações S.A.		3.213	4.028	-	-	37.940	43.530	-	-	-	-
Baesá-Energética Barra Grande S.A.		-	-	-	-	-	1.536	-	-	-	-
Campos Novos Energia S.A.		-	-	-	-	2.098	-	-	-	-	-
Nexa Recursos Minerais S.A.		3.856	4	-	-	14.938	14.211	-	-	-	-
Altre Empreendimentos e Investimentos Imobiliário S.A		27	-	-	-	323	-	-	-	-	-
L.C.G.S.P.E. Empreendimentos e Participações Ltda.		-	22	-	-	-	-	-	-	-	-
Tucano Holding 3 (Joint Venture)		844	-	-	555	-	-	-	-	-	-
		169.208	152.956	-	-	1.540.713	1.717.095	-	-	-	-
Dividendos a receber											
CBA Energia Participações. S.A.		-	2.027	-	-	-	-	-	-	-	-
Polarix S.A.		8.094	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Way2 Serviços de Tecnologia S.A.		771	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		8.865	2.027	-	-	-	-	-	-	-	-
Alienação de participação de investidas											
Companhia Brasileira de Alumínio		39.894	47.991	43.491	42.423	-	-	-	-	1.339	4.799
CBA Itapissuma Ltda.		10.786	12.719	11.555	11.195	-	-	-	-	464	1.882
Votorantim Cimentos S.A.		31.552	42.459	38.388	36.962	-	-	-	-	545	4.073
Citrosuco S.A. Agroindústria		27.289	3.923	53.350	18.690	-	-	-	-	15.543	(457)
		109.521	107.092	146.784	109.270	-	-	-	-	17.891	10.297
Doações											
Instituto Votorantim		-	-	-	-	-	-	-	(2.136)	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	(2.136)	-	-
Fornecedores - compras de energia	15										
Companhia Brasileira de Alumínio		-	-	5.870	22.027	-	-	(62.903)	(258.089)	-	-
Citrosuco S.A. Agroindústria		-	-	2.643	714	-	-	(22.091)	(12.306)	-	-
Votorantim Cimentos N/NE S.A.		-	-	-	-	-	-	(4.292)	(15.714)	-	-
Nexa Recursos Minerais S.A.		-	-	-	-	-	-	(761)	-	-	-
Votorantim Cimentos S.A.		-	-	7.539	-	-	-	(84.508)	(83.148)	-	-
CBA Energia Participações S.A.		-	-	608	-	-	-	(4.410)	(2.223)	-	-
Viterra Bioenergia S.A.		-	-	-	-	-	-	(5.384)	-	-	-
Polarix S.A.		-	-	-	-	-	-	(5.390)	(3.411)	-	-
AES Comercializadora de Energia Ltda.		-	-	-	-	-	-	(4.340)	-	-	-
Tucano Holding 3 (Joint Venture)		-	-	-	-	-	-	(2.719)	-	-	-
		-	-	16.660	22.741	-	-	(196.798)	(374.891)	-	-
Outros ativos											
Tucano Holding 3 (Joint Venture)		4.507	-	3.332	-	-	-	-	-	-	-
		4.507	-	3.332	-	-	-	-	-	-	-
Fornecedores - serviços	15										
Intervávia Táxi Aéreo Ltda.		-	-	-	-	-	-	(36)	-	-	-
Way2 Serviços de Tecnologia S.A.		-	-	203	184	-	-	(2.060)	(1.168)	-	-
Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A.		-	-	23	-	-	-	(550)	-	-	-
Votorantim S.A.		-	-	10.079	7.912	-	-	(30.510)	(26.542)	-	-
		-	-	10.305	8.096	-	-	(33.156)	(27.710)	-	-
Dividendos a pagar											
Votorantim S.A.		-	-	23.039	-	-	-	-	-	-	-
Outros		-	-	64.989	659	-	-	-	-	-	-
		-	-	88.028	659	-	-	-	-	-	-
Outras obrigações											
Complexo Tucano		-	-	279	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	279	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações com entidade de previdência privada											
Obrigações com benefícios pós-emprego		-	-	6.512	-	-	-	-	-	(1.395)	-
		-	-	6.512	-	-	-	-	-	(1.395)	-
Saldo a pagar pela aquisição de Esfera											
Outros acionistas		-	-	13.495	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	13.495	-	-	-	-	-	-	-
		292.101	262.075	285.395	140.766	1.540.713	1.717.095	(229.954)	(404.737)	16.496	10.297

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Ativo		Passivo		Compras, serviços e outros		Controladora	
		2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Dividendos a receber									
Auren Comercializadora de Energia Ltda.		39.622	31.760	-	-	-	-	-	-
CESP Companhia Energética de São Paulo		256.001	-	-	-	-	-	-	-
Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.		7.281	8.693	-	-	-	-	-	-
CBA Energia Participações S.A.		-	2.027	-	-	-	-	-	-
Pollarix S.A.		8.094	-	-	-	-	-	-	-
Ventos de Santo Estevão Holding S.A.		1.371	764	-	-	-	-	-	-
MRTV Energia S.A.		982	245	-	-	-	-	(152)	-
		313.351	43.489	-	-	-	-	(152)	-
Alienação de investidas									
Companhia Brasileira de Alumínio		39.893	47.991	43.491	42.423	-	-	1.339	4.799
Votorantim Cimentos S.A.		31.552	42.459	38.388	36.962	-	-	545	4.073
CBA Itapissuma Ltda.		10.786	12.719	11.555	11.195	-	-	464	1.882
		82.231	103.169	93.434	90.580	-	-	2.348	10.754
Fornecedores de serviços									
15	Votorantim S.A.	-	-	1.951	3.144	(7.601)	(3.690)	-	-
	WAY2 Serviços de Tecnologia Ltda.	-	-	161	-	(515)	(303)	-	-
	CoE Projetos Ltda.	-	-	-	68	(625)	(366)	-	-
		-	-	2.112	3.212	(8.741)	(4.359)	-	-
Dividendos a pagar									
Votorantim S.A.		-	-	23.038	-	-	-	-	-
Acionistas não controladores		-	-	36.995	386	-	-	-	-
		-	-	60.033	386	-	-	-	-
Mútuo com controladas									
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.		17.818	116.455	-	-	-	-	7.238	11.438
Ventos de Santo Apolinário Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	173
Ventos de Santo Alderico Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	52
Ventos de São Crispim I Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	34
Ventos de São Ciríaco Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	36
Ventos de Santo Alfredo Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	12
Ventos de São Caio Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	345
Ventos de São Ciro Energias Renováveis S.A.		-	-	-	-	-	-	-	809
		17.818	116.455	-	-	-	-	7.238	12.899
Outros									
Repasso de custos partes relacionadas (i)									
CESP Companhia Energética de São Paulo		52.131	82	9.563	-	41.577	-	-	-
Auren Comercializadora de Energia Ltda.		23.372	700	4.071	-	16.117	-	-	-
Complexo Solar Sol de Jaiba		16.433	6.050	-	-	6.462	-	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí I		7.117	-	-	-	7.117	-	-	-
Complexo Eólico Ventos do Araripe III		10.513	-	-	-	10.513	-	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí III		6.151	-	-	-	6.151	-	-	-
Complexo Eólico Ventos do Piauí II		7.663	-	-	-	7.663	-	-	-
Sol do Piauí Geração de Energia Ltda.		3.559	2.566	-	-	529	-	-	-
		126.939	9.398	13.634	-	96.129	-	-	-
		540.339	272.511	169.213	94.178	87.388	(4.359)	9.434	23.653

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

22.1 Remuneração do pessoal chave da Administração

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

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Remuneração fixa e variável (i)	77.238	57.118	18.398	43.600
Encargos sociais	8.995	7.396	2.633	4.540
	86.233	64.514	21.031	48.140

- (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).

23 Patrimônio líquido

23.1 Capital social

O capital social integralizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 6.187.772 (em 31 de dezembro de 2023 de R\$ 5.940.137), dividido em 1.050.377.974 (em 31 de dezembro de 2023 dividido em 1.000.000.000) ações ordinárias, composto pelos seguintes acionistas:

	Capital social integralizado	Consolidado e controladora	
		Quantidade de ações - em unidades	%
Acionistas Controladores			
Votorantim	2.391.983	406.040.319	38,66%
CPP Investments	1.888.647	320.598.907	30,52%
	4.280.630	726.639.226	69,18%
Outros			
Ações em circulação	1.875.331	318.338.406	30,31%
Ações em tesouraria	31.811	5.400.000	0,51%
	1.907.142	323.738.406	30,82%
	6.187.772	1.050.377.632	100%

23.2 Reserva de capital

Em 31 de dezembro 2024 a Companhia apresenta saldo no montante de R\$ 5.979.917 de reserva de capital (R\$ 5.705.533 em 31 de dezembro de 2023) 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\$ 7.989 referente ao Plano de Outorga de Ações Restritas da Companhia.

23.3 Reserva de lucros

	Consolidado e controladora	
	2024	2023
Reserva legal (i)	209.632	197.085
Retenção de lucros (ii)	714.312	935.519
	923.944	1.132.604

- (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.

23.4 Ajuste de avaliação patrimonial

O saldo de outros componentes do resultado abrangente no montante de R\$ 164.712 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ (409.321) em 31 de dezembro de 2023) refere-se principalmente ao reflexo proporcional dos ajustes referente ao passivo atuarial reconhecido com base no CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados das controladas CESP e Auren Operações.

	Controladora	
	2024	2023
Saldo inicial do período	(409.321)	(205.372)
Provisão de <i>hedge accounting</i>	(5.570)	(516)
Ganho de benefício pós-emprego - reflexo	579.282	(201.226)
Outros resultados abrangentes	790	(2.250)
Ganho (perda) de participação de investida	(1.501)	43
	573.001	(203.949)
Saldo final do período	163.680	(409.321)

23.5 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	
		2024	2023
Lucro líquido do período		250.938	(317.689)
(-) Reserva legal - 5%		(12.547)	-
Lucro ajustado do período (Saldo para distribuição de dividendos)		238.391	(317.689)
(-) Dividendos mínimos obrigatórios - 25% conforme estatuto		59.598	-
(=) Saldo de lucros acumulados		178.793	(317.689)
(-) Retenção de lucros		(178.793)	317.689
(=) Saldo		-	-

23.6 Ações em tesouraria

Em 19 de novembro de 2024, 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 5.400.000 (cinco milhões e quatrocentos mil) ações ordinárias de sua própria emissão (“1º Programa de Recompra”).

O 1º Programa de Recompra tem como objetivo a aquisição, pela Companhia, de ações de sua própria emissão, para permitir o cumprimento de suas obrigações decorrentes do Plano de Outorga de Ações Restritas da Companhia, conforme aprovado em Reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de novembro de 2024, 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 1º Programa de Recompra, exigidas nos termos do Anexo G da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, encontram-se descritas na Ata de Reunião do Conselho de Administração de 19 de novembro de 2024, disponível no site de Relações com Investidores da Companhia e no sistema da Comissão de Valores Mobiliários.

O programa de recompra foi finalizado em 04 de dezembro de 2024, perfazendo um total de R\$ 53.617, com um preço médio por ação de R\$ 9,94 (em Reais).

23.7 Participação dos acionistas não controladores

O saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 1.281.658 é composto pelo efeito das operações nas controladas indiretas Guaimbê Holding, Veleiros Holding e Potengi Holding, no valor de R\$ 1.070.669, e ajuste a valor justo referente a combinação de negócios, no valor de R\$ 210.989.

a) Guaimbê Holding

O acionista não controlador é o Itaú, com participação de 23,41% representada por ações preferenciais no montante de R\$ 1.014.991.

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador.

Esta classe de ação preferencial possui direito a 75% do lucro líquido da Guaimbê Holding, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida Auren Operações é de 25%.

b) Veleiros Holdings

O acionista não controlador é o Unipar Indupa do Brasil S.A., com a participação de 49,50%, no montante de R\$32.566.

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pela controlada indireta Tucano Holding I S.A.

Esta classe de ação preferencial possui direito a 90% do lucro líquido da Veleiros Holdings, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida Tucano Holding I é de 90%.

c) Potengi Holdings

O acionista não controlador é a BRF S.A., com a participação de 50%, no montante de R\$29.703.

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pela controlada indireta Tucano Holding I S.A.

Estas classes de ações preferenciais possuem direito a 78% do lucro líquido da Potengi Holdings, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida Tucano Holding I é de 78%.

24 Instrumento financeiro e gestão de risco

24.1 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.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(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 passivos financeiros mantidos para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado e suas variações, incluindo juros, são reconhecidas no resultado. 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:

	Nota	Nível	Consolidado		Controladora	
			2024	2023	2024	2023
Ativos						
Ao custo amortizado						
Contas a receber de clientes	10		1.492.867	679.476	-	-
Partes relacionadas	22		109.521	107.091	226.988	229.022
Ativo sujeito à indenização			21.799	21.799	-	-
			<u>1.624.187</u>	<u>808.366</u>	<u>226.988</u>	<u>229.022</u>
Ao valor justo por meio do resultado (i)						
Equivalentes de caixa	9	2	7.014.872	3.208.884	2.041.151	577.535
Aplicações financeiras	9	1	2.629	-	-	-
Fundo de liquidez - conta reserva	9	1	910.281	190.443	-	-
Contratos futuros de energia	17	2	3.912.906	5.244.695	-	-
			<u>11.840.688</u>	<u>8.644.022</u>	<u>2.041.151</u>	<u>577.535</u>
Instrumentos financeiros derivativos			214.751	-	-	-
			<u>214.751</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
			<u>13.679.626</u>	<u>9.452.388</u>	<u>2.268.139</u>	<u>806.557</u>
Passivos						
Ao custo amortizado						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (ii)	14		27.044.736	6.351.834	8.427.669	393.670
Fornecedores	15		1.305.510	572.321	10.986	12.925
Arrendamentos			170.563	66.729	22.952	17.113
Partes relacionadas	22		146.784	109.270	107.068	90.580
UBP - Uso do Bem Público			11.714	38.549	-	-
			<u>28.679.307</u>	<u>7.138.703</u>	<u>8.568.675</u>	<u>514.288</u>
Ao valor justo por meio do resultado (i)						
Contratos futuros de energia	17	2	3.722.570	5.063.348	-	-
			<u>3.722.570</u>	<u>5.063.348</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Instrumentos financeiros derivativos		2	110.004	-	-	-
			<u>110.004</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
			<u>32.511.881</u>	<u>12.202.051</u>	<u>8.568.675</u>	<u>514.288</u>

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

(ii) O valor justo desta rubrica está apresentado na Nota 14 (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).

24.2 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 8.1. 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.

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Consolidado
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
	7.491.055	8.831.724	17.046.307	16.399.522	4.892.296	54.660.904

	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Consolidado
Em 31 de dezembro de 2023						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	1.174.880	602.390	2.196.815	3.235.920	1.856.728	9.066.733
Fornecedores	572.321	-	-	-	-	572.321
Arrendamentos (i)	13.029	24.030	25.661	22.915	88.653	174.288
Contratos futuros de energia (i)	1.842.145	2.411.092	1.674.905	73.340	3.307	6.004.789
Encargos setoriais	23.129	-	-	-	-	23.129
UBP - Uso do Bem Público (i)	38.549	11.795	-	-	-	50.344
	3.664.053	3.049.307	3.897.381	3.332.175	1.948.688	15.891.604

	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Controladora
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
	1.024.161	1.032.638	8.617.017	2.501.096	203	13.175.115

	Até 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 3 e 5 anos	Entre 6 e 10 anos	Acima de 10 anos	Controladora
Em 31 de dezembro de 2023						
Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	393.670	-	-	-	-	393.670
Fornecedores	12.925	-	-	-	-	12.925
Arrendamentos (i)	4.519	8.993	7.670	1.009	195	22.386
	411.114	8.993	7.670	1.009	195	428.981

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

(c) Risco hidrológico e GSF

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 compõe 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 física, 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 à 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

As controladas dos complexos eólicos Ventos de Araripe III, Ventos do Piauí I, Alto Sertão II, Ventus, Salinas e Mandacarú, Vento de Araripe, Caetés e Cassino possuem em seus contratos de autorização de geração de energia eólica, 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 estão expostos a fatores climáticos, tais fatores podem trazer oscilação na velocidade do vento, gerando assim 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.

24.3 Instrumentos financeiros derivativos

■ **Hedge de Fluxo de Caixa**

As controladas da Companhia contrataram 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 nocial, 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 2024, 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.

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

Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Valor Nocial (US\$/mil)	Efeito do MTM no Patrimônio Líquido
29/12/2020	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	51.946	135	116.122	(8.664)
31/03/2021	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	47.246	19.810	138.169	(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)	—	—	38.685	(1.081)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	79.287	8.086	75.000	(718)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	36.268	4.079	36.315	(368)
Abri a setembro- 2024	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	Dólar	NDF (iv)	—	77.888	71.744	30.057
Total					214.751	110.004		8.463

(iv) A Auren Operações contratou operações de derivativo de swap de câmbio, no valor nocial de US\$116.122 mil e US\$138.169 mil, em 29 de dezembro de 2020 e em 31 de março de 2021, respectivamente, com valores de referência de R\$600.000 e 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 primeiro instrumento derivativo trocou a totalidade do risco de juros fixo de 1.63% + variação cambial por CDI + 1,50% a.a., com 50% do vencimento em dezembro de 2024 e 50%

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

em dezembro de 2025. O segundo 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.

- (v) A Auren Participações contratou operação de derivativo de swap de câmbio, no valor nocional de US\$ 38.685 mil em 25 de novembro de 2022, com valores de referência de R\$200.000, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão do empréstimo em moeda estrangeira, captadas nesta data, para pagamento da aquisição dos Complexos Cassino, Caetés e Ventos do Araripe. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.31% + variação cambial por CDI + 1.60% a.a., com vencimento em parcela única em novembro de 2024.
- (vi) A Auren Participações contratou operação de derivativo de swap de câmbio, no valor nocional de US\$ 36.315 mil e US\$ 75.000 mil em 17 de janeiro de 2023, com valores de referência de R\$187.750 e R\$383.363, respectivamente, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão do empréstimo em moeda estrangeira, captadas nesta data, para reforço de caixa e liquidez. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.29% + variação cambial por CDI + 1.65% a.a. e CDI + 1.60% a.a., respectivamente, ambas com vencimento em parcela única em 17 de janeiro de 2025.
- (vii) 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. Os NDFs foram contratados entre abril e setembro de 2024 e o valor nocional é de US\$ 71.744 mil, os quais têm seus vencimentos entre fevereiro de 2025 e junho de 2029. Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo dos referidos NDFs totalizavam uma posição passiva, líquida de R\$77.888. A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”.

24.4 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 2024, estão descritos abaixo:

Cenário I - Considera choque nas curvas e cotações de mercado de 31 de dezembro de 2024, conforme cenário base definido pela Administração para 31 de março de 2025;

Cenário II - Considera choque de + ou - 25% nas curvas de mercado de 31 de dezembro de 2024;

Cenário III - Considera choque de + ou - 50% nas curvas de mercado de 31 de dezembro de 2024.

Fatores de risco	Natureza da operação	Saldo	Choque nas curvas de 31/12/2024	Consolidado				
				Impactos no resultado		Cenários II & III		
				Cenário I	Resultados do cenário I	-25%	-50%	+25%
Taxas de juros								
BRL - CDI 12,15%	Equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez - conta reserva	5.475.957	151bps	82.414	(166.332)	(332.664)	166.332	332.664
BRL - CDI 12,15%	Equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez - conta reserva	2.427.377	175bps	42.479	(73.732)	(147.463)	73.732	147.463
BRL - CDI 12,15%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	8.070.629	151bps	(121.464)	245.145	490.291	(245.145)	(490.291)
BRL - IPCA 4,83%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	6.634.523	17bps	(11.279)	80.112	160.224	(80.112)	(160.224)
BRL - TJLP 7,97%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	1.333.927	54bps	(7.203)	26.578	53.157	(26.578)	(53.157)
BRL - CDI 12,15%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	4.106.483	175bps	(71.863)	124.734	249.469	(124.734)	(249.469)
BRL - TJLP 7,97%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	1.202.864	78bps	(9.382)	23.967	47.934	(23.967)	(47.934)
BRL - IPCA 4,83%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	6.067.819	17bps	(10.315)	73.269	146.538	(73.269)	(146.538)
Câmbio								
USD	Principal de instrumentos financeiros derivativos (ii)	182.637	8,48%	266.967	(228.736)	(724.441)	762.672	1.258.376

Auren Energia S.A.

Notas explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Natureza da operação	Saldo	Choque nas curvas de 31/12/2024	Controladora				
				Impactos no resultado				
				Cenário I	Resultados do cenário I	-25%	-50%	Cenários II & III
Taxas de juros								
BRL - CDI 12,15%	Equivalentes de caixa	2.041.151	151bps	30.720	(62.000)	(124.000)	62.000	124.000
BRL - CDI 12,15%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	8.070.629	151bps	(121.464)	245.145	490.291	(245.145)	(490.291)
BRL - IPCA 4,83%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (i)	416.383	17bps	(708)	5.028	10.056	(5.028)	(10.056)

* 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 2024, conforme os seguintes cenários:

- I. Cenário base, conforme curva de preço definido pela Administração para 31 de dezembro de 2024;
- 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	Cenário III
Contratos de compra e venda - valor justo	Contratos futuros de energia	190.336	BRL milhares	190.336	128.545	252.127

25 Seguros

A Companhia e suas controladas mantém 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	Riscos operacionais	até outubro/2025	1.200.000
	Danos Materiais e Lucros Cessantes	até setembro/2025	365.000
RCG		até maio/2025	200.000
	Danos Corporais e Danos Materiais causados a terceiros, RC Empregador, entre outras	até março/2025	390.000
Vida em grupo		até março/2025	100.000
	Vida em grupo	até agosto/2025	180.000
		até abril/2025	60.000
		até julho/2025	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\$ 56.047 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 21.739 em 31 de dezembro de 2023).

26 Compromissos de longo prazo

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

	Consolidado						
	2025	2026	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
Encargos de uso de rede	711.540	711.540	711.540	711.540	711.540	12.737.568	16.295.268
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	109.552	109.552	109.552	109.552	109.552	1.748.513	2.296.273
Serviços de operação e manutenção - O&M (i)	422.835	222.620	184.058	151.643	119.727	840.118	1.941.001
Aluguéis e arrendamentos (ii)	26.945	31.524	32.149	32.754	33.331	803.783	960.486
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	34.157	34.157	34.157	34.157	34.157	511.417	682.202
Repactuação de risco hidrológico	33.490	33.490	33.490	33.490	33.490	33.490	200.940
Encargos de conexão	5.425	5.425	5.425	5.425	5.425	44.618	71.743
Serviços Segurança Patrimonial, Portaria e Controle de Acesso e Facilities	9.078	9.078	-	-	-	-	18.156
	1.353.022	1.157.386	1.110.371	1.078.561	1.047.222	16.719.507	22.466.069

- (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.

27 Eventos subsequentes

27.1 Aumento de capital em controlada

Em 06 de janeiro de 2025 a Companhia aumentou o capital da controlada Auren Participações, no montante de R\$ 800.000, com a emissão de 107.768.392 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia pelo preço de emissão de R\$ 7,42332688649.