



**4T  
25**

Release de  
Resultados

MARÇO  
2026

## SUMÁRIO

|                                                |           |
|------------------------------------------------|-----------|
| <b>Destaques .....</b>                         | <b>4</b>  |
| <b>Carta da Administração .....</b>            | <b>6</b>  |
| <b>Mercado de Energia .....</b>                | <b>8</b>  |
| <b>Desempenho por Unidade de Negócio .....</b> | <b>14</b> |
| Geração .....                                  | 14        |
| Participações Minoritárias da Auren.....       | 27        |
| Comercialização .....                          | 29        |
| <b>Desempenho Financeiro Consolidado .....</b> | <b>31</b> |
| <b>Outras Informações Relevantes .....</b>     | <b>40</b> |

## Teleconferência

**04 de março de 2026**

(em português com tradução simultânea para o inglês)

**10:00h** (Brasília) | **08:00h** (Nova Iorque) | **13:00h** (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*.

Apresentação de Resultados disponível em: [ri.aurenenergia.com.br](https://ri.aurenenergia.com.br)

## Contatos

### Relações com Investidores

- **Mateus Ferreira** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

[ri@aurenenergia.com.br](mailto:ri@aurenenergia.com.br)

[ri.aurenenergia.com.br](https://ri.aurenenergia.com.br)

Em 31 de dezembro de 2025:

**AURE3:**

R\$ 11,87

**Valor de Mercado:**

R\$ 12,5 bilhões

## Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 1,0 bilhão** no 4T25, alcançando **EBITDA Ajustado recorde de R\$ 4,0 bilhões em 2025**, um **crescimento de 20%** comparado ao 2024 proforma

**Captura de Sinergias:** a Auren seguiu capturando ganhos com sinergias recorrentes em PMSO, que representaram uma economia de R\$ 66,0 milhões no 4T25 e totalizaram **R\$ 278,7 milhões desde a aquisição da AES Brasil**, concluída em 31 de outubro de 2024, superando o patamar de R\$ 250 milhões ao ano indicado anteriormente, e mais que dobrando o valor inicialmente anunciado no momento da transação de R\$ 120 milhões.

**Disponibilidade dos Ativos Eólicos:** em dezembro, registramos uma **disponibilidade média de 94,6% nos ativos eólicos incorporados**, superando o patamar de 95% na última quinzena do mês, um ano antes do planejado durante a diligência. Os ativos eólicos geraram 1,2 GW médio<sup>1</sup>, 4,9% inferior ao mesmo período de 2024 e equivalente a 86,0% da certificação de geração no percentil 90 (P90). **A geração potencial, desconsiderando o curtailment, superou a certificação P50 no trimestre e no ano, reforçando a qualidade dos ativos e a assertividade das certificações atualizadas.** A geração potencial<sup>2</sup>, desconsiderando o *curtailment*, registrada no 4T25 correspondeu a 111,5% do P90 e 101,6% do P50. No ano de 2025, a geração potencial atingiu 109,7% do P90 e 100,2% do P50.

**EBITDA Ajustado e Alavancagem:** a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 1,0 bilhão no 4T25**, um aumento de 13,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. No ano de 2025, o **EBITDA Ajustado totalizou R\$ 4,0 bilhões**, um crescimento de 19,9% em relação ao ano de 2024 proforma (R\$ 3,3 bilhões). A alavancagem terminou o trimestre em **4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado** dos últimos 12 meses (UDM). No trimestre, foi registrado o **reconhecimento da indenização dos investimentos prudentes da CESP** no valor de R\$ 498,8 milhões na data base do término dos contratos de concessão, **com um impacto positivo de R\$ 142,8 milhões no EBITDA Ajustado.**

**Benefícios do Portfólio Diversificado:** no 4T25, a Companhia obteve ganhos de modulação de R\$ 70,4 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica de preços do mercado, **mitigando parte importante do efeito do curtailment.** Já descontados os ganhos com modulação, o impacto líquido do *curtailment* no trimestre totalizou R\$ 137,0 milhões. No acumulado do ano de 2025, **a Companhia totalizou ganhos de R\$ 195,9 milhões com modulação e um impacto líquido negativo do curtailment de R\$ 333,6 milhões.**

**Imunização do Passivo Previdenciário:** aprovação pela Previc da taxa atuarial de 6,28% para o plano da CESP, confirmando a redução do déficit atuarial em **R\$ 879 milhões** e evitando o aumento das contribuições anuais em cerca de **R\$ 47 milhões a partir de 2026.** Assim como feito na CESP, a estratégia de imunização também foi implementada para o plano da Auren Operações, alinhando a rentabilidade e os vencimentos dos ativos aos compromissos futuros. Entre outros benefícios, a estratégia reduz o déficit atuarial da empresa em **R\$ 112 milhões**, evitando o aumento das contribuições anuais em **R\$ 7 milhões a partir de 2026.**

**Lei 15.269/2025 e Consulta Pública 210:** promulgação da lei 15.269/2025 no dia 24 de novembro de 2025. O texto aprovado permite o **reembolso dos cortes de geração (curtailment) relacionados ao risco para a confiabilidade** da operação do Sistema Interligado Nacional. Para regulamentar tais pontos, o Ministério de Minas e Energia (MME) deu início à Consulta Pública nº 210 em 31 de dezembro de 2025. Com o encerramento do período de contribuições, aguardamos a divulgação da versão final da regulamentação pelo MME.

<sup>1</sup> Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida, ou seja, o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia.

<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

## | Tabela 1 | Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

### Destaques Operacionais

| Geração (MW médios)                   | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.         | 2025           | 2024<br>proforma | Var.        |
|---------------------------------------|----------------|------------------|--------------|----------------|------------------|-------------|
| Hidro                                 | 1.812,6        | 2.033,1          | -10,8%       | 1.937,7        | 1.831,0          | 5,8%        |
| Eólica <sup>1</sup>                   | 1.178,2        | 1.238,6          | -4,9%        | 1.242,0        | 1.139,6          | 9,0%        |
| Solar <sup>1</sup>                    | 178,2          | 189,4            | -5,9%        | 172,8          | 141,0            | 22,5%       |
| <b>Total Próprios</b>                 | <b>3.169,0</b> | <b>3.461,1</b>   | <b>-8,4%</b> | <b>3.352,5</b> | <b>3.111,6</b>   | <b>7,7%</b> |
| Participações <sup>2</sup>            | 305,0          | 307,7            | -0,9%        | 259,4          | 356,0            | -27,1%      |
| <b>Total Próprios e Participações</b> | <b>3.474,0</b> | <b>3.768,7</b>   | <b>-7,8%</b> | <b>3.611,9</b> | <b>3.467,6</b>   | <b>4,2%</b> |

| Disponibilidade Média<br>Fonte Eólica | 4T25  | 4T24<br>proforma | Var.<br>(p.p.) | 2025  | 2024<br>proforma | Var.<br>(p.p.) |
|---------------------------------------|-------|------------------|----------------|-------|------------------|----------------|
| Portfólio Consolidado                 | 94,2% | 92,5%            | <b>1,7</b>     | 93,6% | 87,9%            | <b>5,7</b>     |
| Ativos Incorporados                   | 93,0% | 90,6%            | <b>2,4</b>     | 92,1% | 84,0%            | <b>8,1</b>     |

### Destaques Financeiros

| R\$ milhões                                                  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025            | 2024<br>proforma | Var.          |
|--------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|---------------|
| <b>Receita Líquida</b>                                       | <b>3.801,7</b> | <b>3.598,9</b>   | <b>5,6%</b>   | <b>13.177,0</b> | <b>11.250,8</b>  | <b>17,1%</b>  |
| Geração                                                      | 1.702,3        | 1.795,5          | -5,2%         | 6.556,1         | 6.088,6          | 7,7%          |
| Comercialização                                              | 2.916,1        | 2.602,9          | 12,0%         | 9.244,4         | 7.079,8          | 30,6%         |
| Eliminações                                                  | (816,7)        | (799,5)          | 2,2%          | (2.623,6)       | (1.917,6)        | 36,8%         |
| <b>EBITDA Ajustado<sup>3</sup></b>                           | <b>1.009,7</b> | <b>889,8</b>     | <b>13,5%</b>  | <b>3.968,3</b>  | <b>3.309,9</b>   | <b>19,9%</b>  |
| Geração                                                      | 1.075,4        | 954,1            | 12,7%         | 3.940,8         | 3.238,3          | 21,7%         |
| Comercialização                                              | (22,8)         | (31,3)           | -27,1%        | 170,9           | 202,1            | -15,4%        |
| Holding e Pipeline                                           | (42,9)         | (33,0)           | 30,0%         | (143,5)         | (130,6)          | 9,8%          |
| Margem EBITDA Ajustada                                       | 26,6%          | 24,7%            | 1,8 p.p.      | 30,1%           | 29,4%            | 0,7 p.p.      |
| <b>Resultado Líquido</b>                                     | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b>  | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>   |
| <b>Fluxo de Caixa Operacional<br/>após Serviço da Dívida</b> | <b>154,3</b>   | <b>508,5</b>     | <b>-69,7%</b> | <b>1.321,5</b>  | <b>1.658,9</b>   | <b>-20,3%</b> |
| Índice de Conversão de Caixa                                 | 15,3%          | 57,1%            | -41,9 p.p.    | 33,3%           | 50,1%            | -16,8 p.p.    |
| Dívida Líquida                                               | 19.237,0       | 18.919,2         | 1,7%          | 19.237,0        | 18.919,2         | 1,7%          |
| <b>Alavancagem</b>                                           | <b>4,8x</b>    | <b>5,7x</b>      | <b>-0,9x</b>  | <b>4,8x</b>     | <b>5,7x</b>      | <b>-0,9x</b>  |

**Importante:** A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 4T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil Energia S.A. e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

<sup>1</sup> Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida dado o curtailment classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 100% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), joint-venture entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

<sup>2</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre os valores para os anos completos de 2024 e 2025 deve-se a geração extraordinária no 1S24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

<sup>3</sup> Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

## Carta da Administração

O ano de 2025 foi transformacional para a Auren, sendo marcado pelo sucesso na execução e conclusão do processo de integração da AES Brasil, adquirida em 31 de outubro de 2024, e que resultou na criação de uma das maiores comercializadoras e da terceira maior empresa de geração de energia elétrica do país, com capacidade instalada de 8,7 GW<sup>1</sup> e um portfólio equilibrado entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar. O processo de integração foi concluído em apenas 10 meses, com ganhos maiores do que o originalmente planejado e com antecipações importantes no cronograma.

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

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

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

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

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

Em relação ao desempenho financeiro, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 1,0 bilhão no 4T25, um aumento de 13,5%, ou R\$ 119,9 milhões, em relação a igual período do ano anterior. Somado ao EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões alcançado no 9M25, a Companhia apresentou um EBITDA Ajustado de R\$ 4,0 bilhões em 2025, um crescimento de 19,9% em relação ao ano de 2024, resultado da entrada em operação completa de Tucano, Cajuína, Jaíba e Água Vermelha VII, da melhora da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados e das sinergias de PMSO capturadas. Encerramos o trimestre com uma alavancagem de 4,8x (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado).

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

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

Excluindo-se o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 142,8 milhões), teríamos um EBITDA Ajustado de R\$ 866,9 milhões no 4T25, um decréscimo de 2,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, tendo como maiores detratores o *curtailment* e o GSF (67% vs. 80% no 4T24), ambos registrando níveis piores em relação às expectativas da Companhia e do mercado em geral. Nessa mesma base, em relação ao 3T25, tivemos um crescimento de 12,2% do EBITDA Ajustado, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, já computado a garantia física alocada no MRE, além do impacto do GSF.

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

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

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

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

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

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

Embora 2026 ainda reflita parte das pressões operacionais e regulatórias recentes, o ano se configura como um período de transição importante, em que os fundamentos começam a apontar para um horizonte mais equilibrado. A partir de 2027, esperamos um crescimento mais forte de EBITDA e de geração de caixa, refletindo de forma mais ampla os efeitos das iniciativas estruturantes implementadas desde a integração com a AES Brasil e acelerando o processo de desalavancagem da Companhia.

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

Seguimos confiantes na atratividade do setor e comprometidos a contribuir para sua evolução com rigor técnico, inovação, sustentabilidade e excelência operacional. Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos clientes, colaboradores, acionistas e parceiros.

**Fabio Zanfelicé**  
Diretor Presidente

**Mateus Ferreira**  
Vice-Presidente de Finanças e DRI

## Mercado de Energia

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

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

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

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

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

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

## Climatologia

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

Assim como nos trimestres anteriores, o comportamento das temperaturas continuou impactando significativamente a demanda do SIN. A carga global registrada no 4T25 foi de 80 GW médios, uma redução de 4,2% em relação ao valor projetado pelo ONS (PLAN 2025-29<sup>1</sup>). Na comparação entre os períodos, a carga recuou 0,6% em relação ao 4T24, enquanto registrou alta de 3,1% em relação ao 3T25.

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

## Energia Natural Afluente – ENA

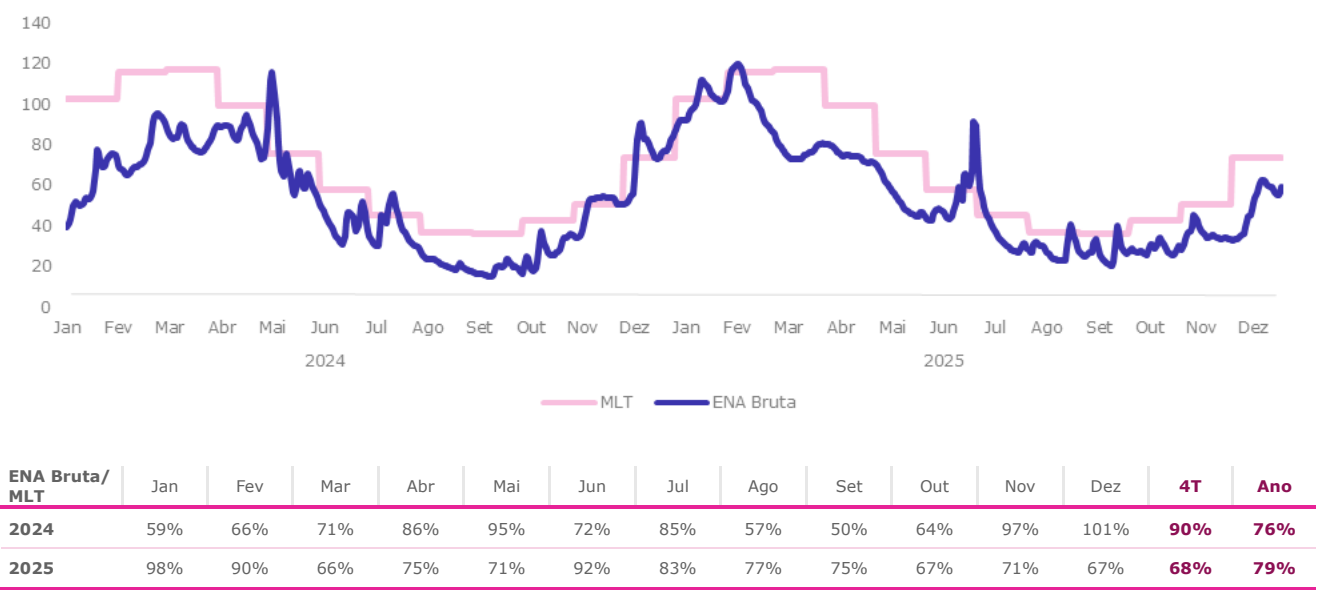
No 4T25, todos os subsistemas registraram chuva abaixo da média climatológica, fazendo com que a ENA do SIN performasse em 68% da Média de Longo Termo (MLT), desempenho que representa o 3º pior da série histórica de 94 anos para o trimestre e caracteriza um início desfavorável do período úmido.

O subsistema Sul, apesar de também registrar precipitações abaixo da média, registrou chuvas mais intensas em comparação às demais regiões, com ENA bruta equivalente a 88% da MLT. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a ENA bruta atingiu 70% da MLT (ante 93% no 4T24 e 71% no 3T25). Já os subsistemas Nordeste e Norte registraram 38% e 57% da MLT, respectivamente, repetindo o padrão mais seco predominante no país. Esse comportamento hidrológico é

<sup>1</sup> Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2025-2029, publicado em dezembro de 2024.

explicado pela atuação de sistemas anômalos de alta pressão, além da influência de águas mais frias do que o normal na região equatorial do Atlântico, reduzindo o transporte de umidade do oceano para o continente e contribuindo para a piora das condições hidrológicas no período.

| Gráfico 1 | Energia Natural Afluyente (ENA) Diária Bruta no Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médios)

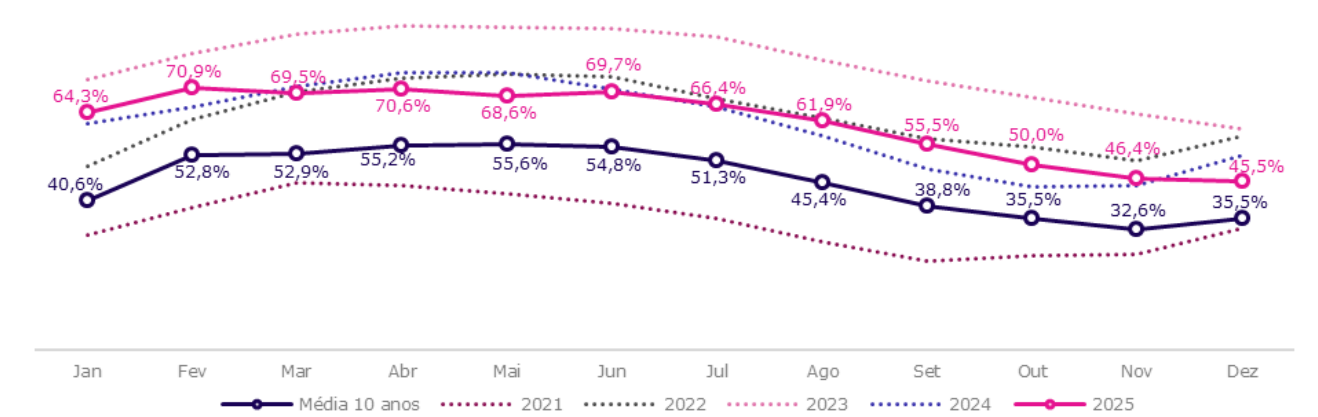


Fonte: ONS

Reservatórios, Balanço Energético e GSF

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

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



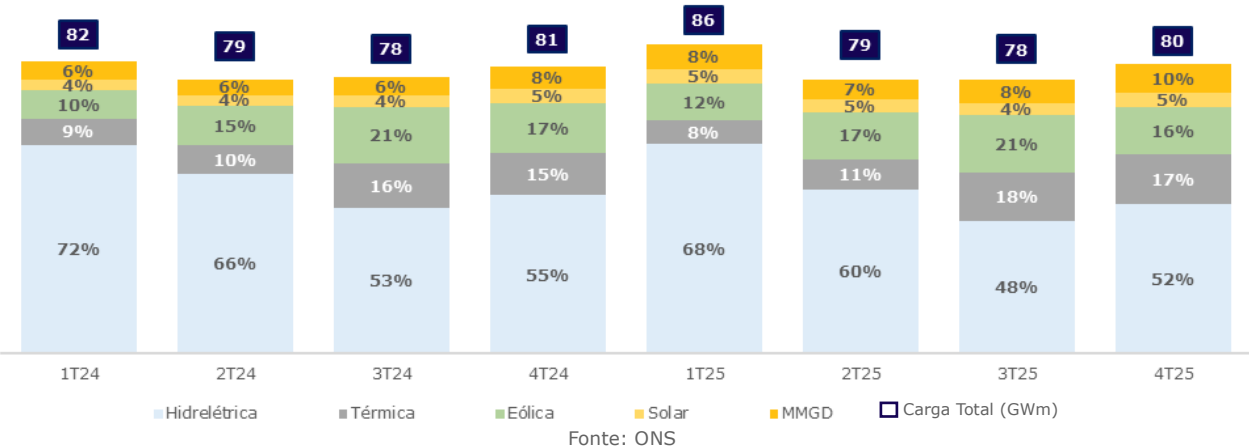
Fonte: ONS

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

refletindo o maior *curtailment* no período. Se comparado ao 3T25, a contribuição da produção da fonte eólica no quarto trimestre de 2025 foi menor em 3,2 GW médios (-5 p.p.).

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

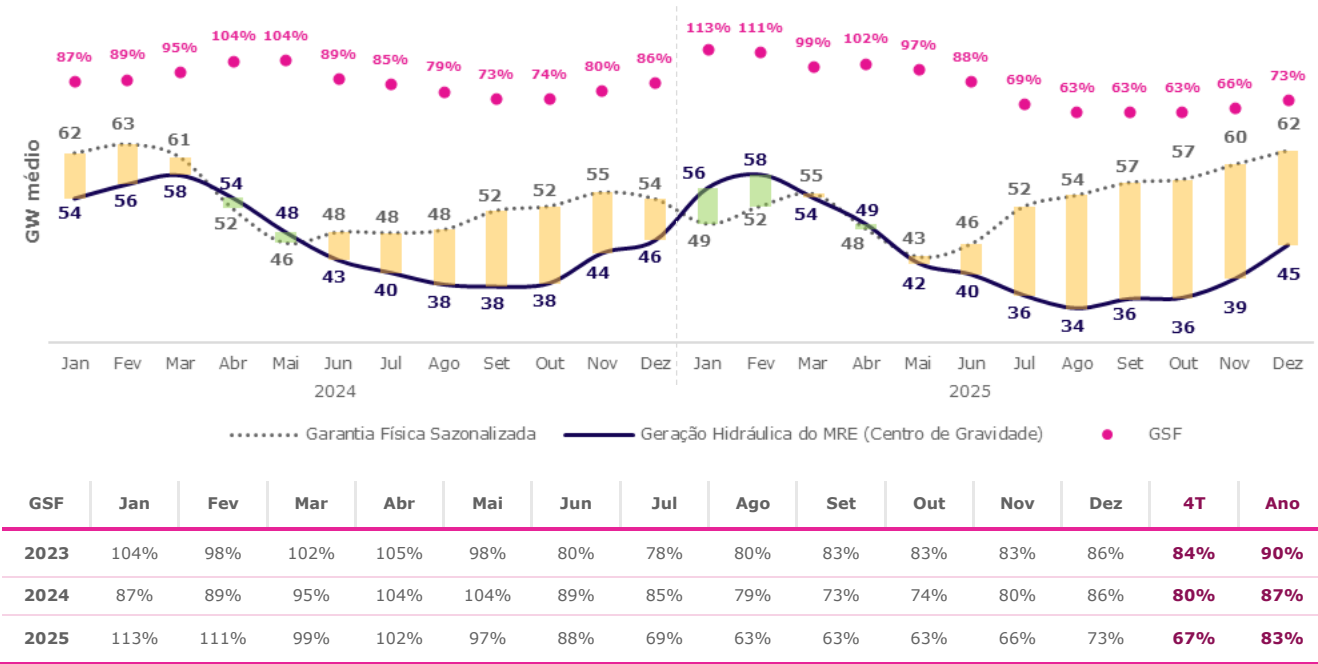
| Gráfico 3 | Balanço Energético (SIN) – Contribuição por Fonte para Atendimento à Carga (GW médios)



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

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

| Gráfico 4 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



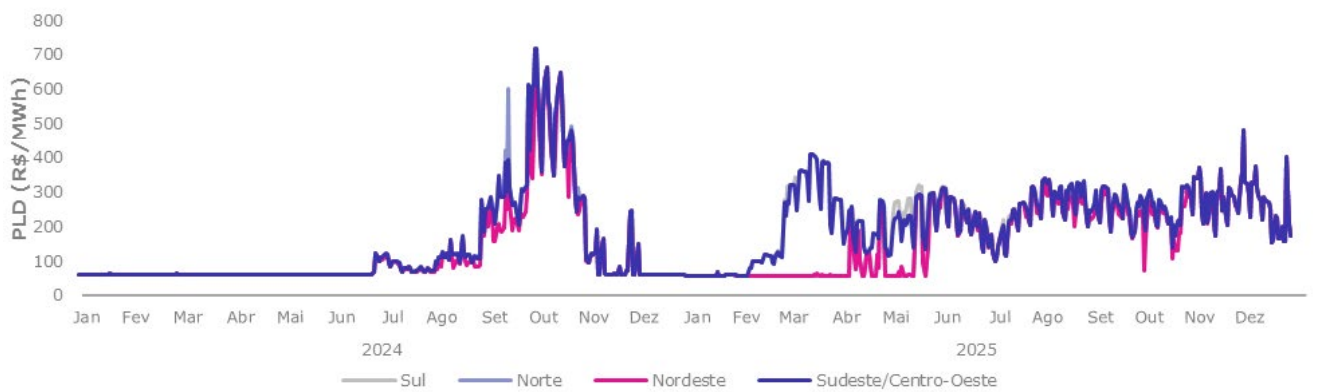
Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

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

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

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

| Gráfico 5 | PLD Diário por Submercado (R\$/MWh)



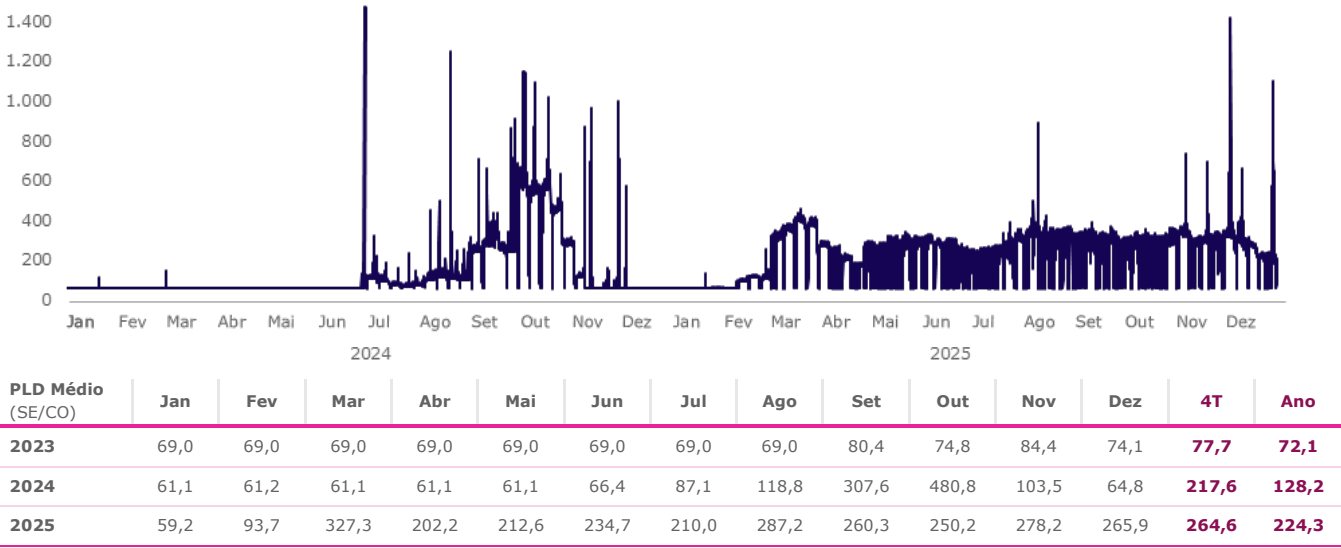
| PLD por Submercado (R\$/MWh) | 4T25  | 4T24  | Var.  | 2025  | 2024  | Var.  |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SE/CO                        | 264,6 | 217,6 | 21,6% | 224,3 | 128,2 | 75,0% |
| Sul                          | 264,6 | 217,6 | 21,6% | 226,8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

Fonte: ONS e CCEE

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

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

| Gráfico 6 | PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)



Fonte: CCEE

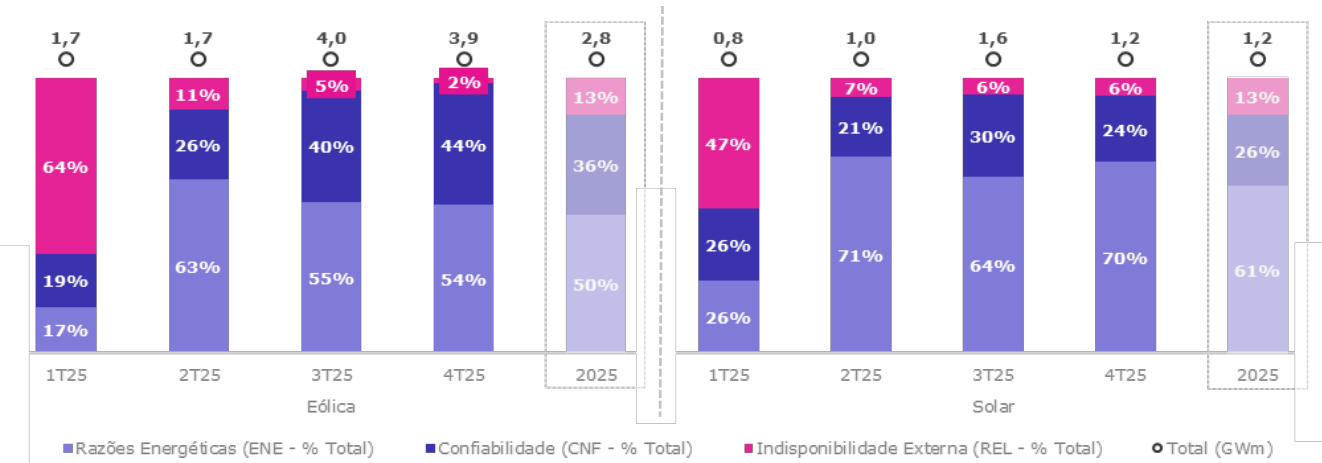
Curtailment

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

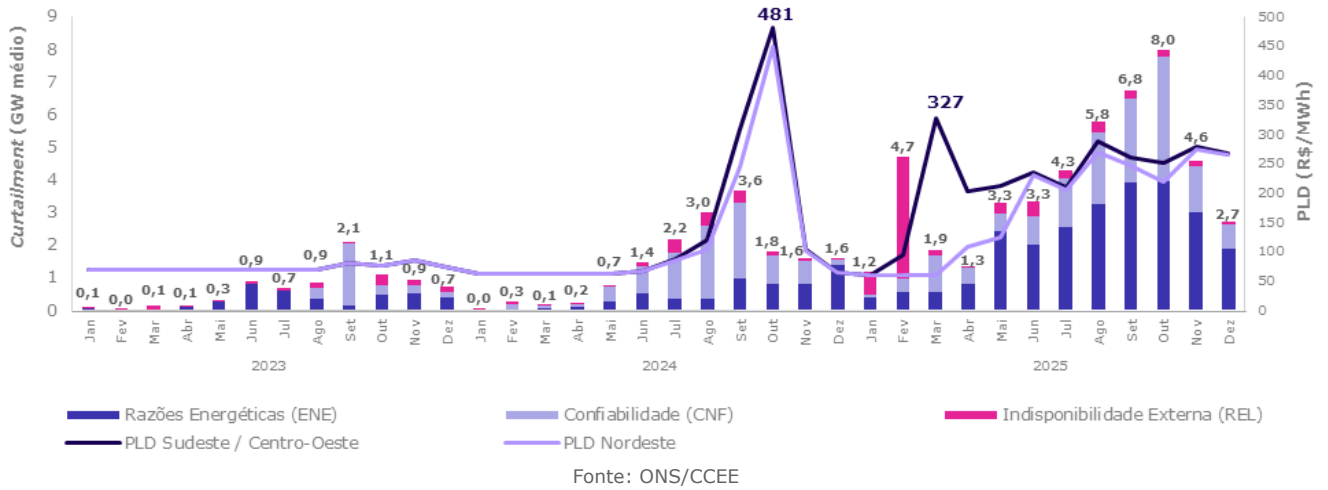
Considerando o montante total de cortes para ambas as fontes, a maior parte de restrição de geração no 4T25 foi, pelo terceiro trimestre consecutivo, atribuída à Razão Energética (58% do total). Esse efeito decorre da combinação entre baixa demanda, consequência das temperaturas mais amenas nas regiões SE/CO e Sul, e elevada geração intermitente no Nordeste, além do aumento da capacidade térmica e de MMGD e da mudança dos parâmetros de aversão a risco do ONS. Os cortes por Confiabilidade representaram 39% do montante total no trimestre, com destaque para o mês de outubro, quando essa categoria atingiu 48%, o maior valor do ano.

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

| Gráfico 7 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



| Gráfico 8 | Curtailment Eólico e Solar (GW médio) e PLD (R\$/MWh)



Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Desempenho por Unidade de Negócio

### Geração

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

### Balanco Energético do Segmento de Geração

A Tabela 2 apresenta o Balanço Energético de Geração da Companhia e os preços de compra e venda de energia. O detalhamento dos contratos de vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e informações adicionais sobre os ativos estão disponíveis em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

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

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

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

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

| Volume (MW médio)                         | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         |
|-------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Recursos Próprios (A)</b>              | <b>3.374</b> | <b>3.715</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> | <b>3.777</b> |
| Garantia Física Hidrelétrica <sup>1</sup> | 1.686        | 2.027        | 2.027        | 2.027        | 2.027        | 2.027        |
| Garantia Física Eólica <sup>2,5</sup>     | 1.455        | 1.455        | 1.516        | 1.516        | 1.516        | 1.516        |
| Garantia Física Solar                     | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          |
| <b>Compras para revenda (B)</b>           | <b>1.229</b> | <b>706</b>   | <b>490</b>   | <b>460</b>   | <b>375</b>   | <b>375</b>   |
| Convencional                              | 515          | 255          | 119          | 91           | 6            | 6            |
| Incentivada                               | 713          | 452          | 372          | 370          | 369          | 369          |
| <b>Recursos Totais (C = A+B)</b>          | <b>4.603</b> | <b>4.422</b> | <b>4.267</b> | <b>4.237</b> | <b>4.151</b> | <b>4.151</b> |
| <b>Vendas no ACR (D)</b>                  | <b>1.084</b> | <b>1.089</b> | <b>1.089</b> | <b>1.190</b> | <b>1.084</b> | <b>1.084</b> |
| Hidrelétrica                              | 230          | 235          | 235          | 336          | 230          | 230          |
| Eólica                                    | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          |
| Solar                                     | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           |
| <b>Vendas no ACL (E)</b>                  | <b>3.336</b> | <b>2.858</b> | <b>2.638</b> | <b>2.462</b> | <b>1.982</b> | <b>1.720</b> |
| Hidrelétrica <sup>3</sup>                 | 2.469        | 2.087        | 1.822        | 1.647        | 1.166        | 905          |
| Eólica                                    | 698          | 616          | 671          | 671          | 671          | 671          |
| Solar                                     | 170          | 155          | 144          | 144          | 144          | 144          |
| <b>Vendas Totais (F = D+E)</b>            | <b>4.420</b> | <b>3.947</b> | <b>3.726</b> | <b>3.652</b> | <b>3.065</b> | <b>2.803</b> |
| <b>Balanço Geração (C - F)</b>            | <b>183</b>   | <b>475</b>   | <b>541</b>   | <b>585</b>   | <b>1.086</b> | <b>1.348</b> |
| Convencional                              | 184          | 369          | 462          | 421          | 899          | 1.148        |
| Incentivada                               | 0            | 106          | 78           | 165          | 187          | 200          |

| Preços (R\$/MWh)                         | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       | 2030       |
|------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Preço Médio de Venda<sup>3</sup></b>  | <b>196</b> | <b>195</b> | <b>204</b> | <b>204</b> | <b>211</b> | <b>216</b> |
| <b>ACR</b>                               | <b>265</b> | <b>275</b> | <b>276</b> | <b>274</b> | <b>277</b> | <b>277</b> |
| Hidrelétrica                             | 302        | 309        | 311        | 295        | 314        | 314        |
| Eólica                                   | 249        | 258        | 259        | 259        | 259        | 259        |
| Solar                                    | 340        | 353        | 355        | 355        | 355        | 355        |
| <b>ACL</b>                               | <b>173</b> | <b>164</b> | <b>174</b> | <b>170</b> | <b>175</b> | <b>178</b> |
| Hidrelétrica                             | 164        | 147        | 158        | 151        | 153        | 154        |
| Eólica                                   | 197        | 211        | 212        | 210        | 207        | 207        |
| Solar <sup>6</sup>                       | 209        | 212        | 205        | 201        | 200        | 198        |
| <b>Preço Médio de Compra<sup>4</sup></b> | <b>194</b> | <b>180</b> | <b>180</b> | <b>177</b> | <b>182</b> | <b>182</b> |
| Convencional                             | 211        | 144        | 143        | 133        | 145        | 145        |
| Incentivada                              | 182        | 201        | 192        | 188        | 182        | 183        |

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

<sup>2</sup> 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.

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

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

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

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

Desempenho Operacional da Geração

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

| Tabela 3 | Capacidade Instalada e Produção Segregadas por Fonte de Geração

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

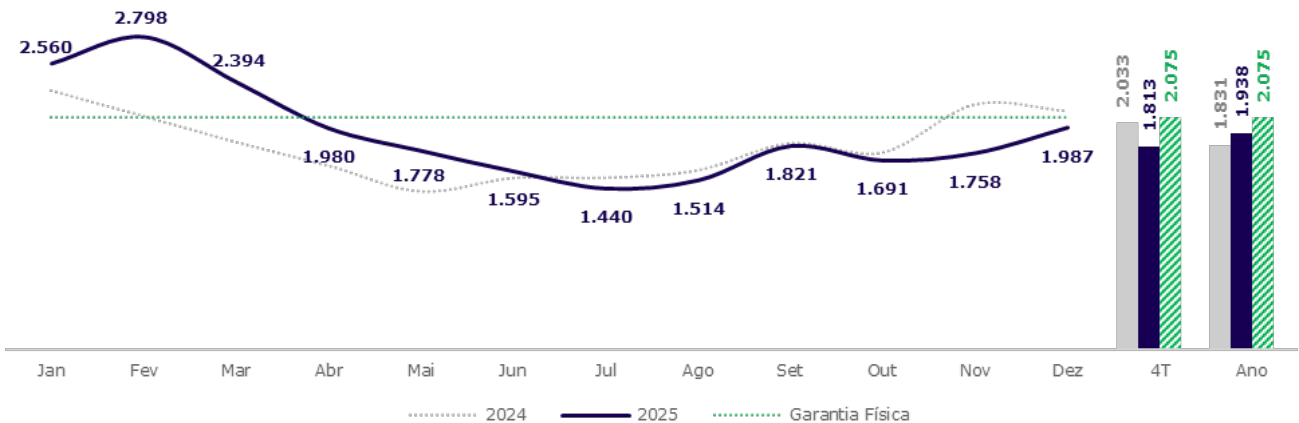
Hidrelétrica

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

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

O Gráfico 9 a seguir mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

| Gráfico 9 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios) <sup>4</sup>



<sup>1</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.  
<sup>2</sup> Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida que é o curtailment classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), joint-venture entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). Para os demais dados operacionais da joint-venture, considera-se participação de 100%.  
<sup>3</sup> Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren.  
<sup>4</sup> Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

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

**| Tabela 4 | Geração e Disponibilidade Verificada dos Ativos Hidrelétricos Próprios**

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

## Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquía, foi de 1.178,2 MW médios no 4T25, 4,9% inferior ao 4T24, devido às maiores restrições de geração motivados pelos cortes por Razão de Confiabilidade (CNF) e Razão Energética (ENE). Com relação à certificação P90, o volume de energia produzido somado à restrição por REL foi equivalente a 86,0% no trimestre e 92,9% no ano, com o desvio com relação à certificação sendo causado principalmente pelo *curtailment*, conforme apresentado na Tabela 5.

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

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

O Gráfico 10 apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica, passível de ressarcimento; (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições de produção; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

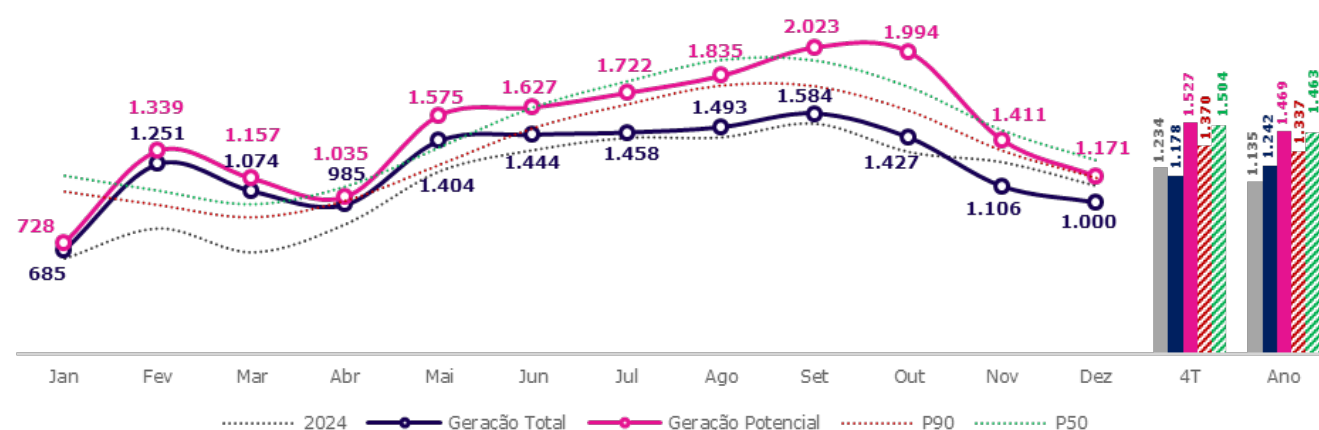
<sup>1</sup> IDv60 (Índice de Disponibilidade Verificada – 60 meses), que mede a disponibilidade real de uma usina em operar em comparação com sua capacidade de referência nos últimos 5 anos.

<sup>2</sup> Variação percentual da geração em relação à garantia física do ativo.

<sup>3</sup> Considera a soma da capacidade instalada e produção de energia das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera dados de garantia física e disponibilidade.

<sup>4</sup> Não considera dados das PCHs no desvio em relação à garantia física.

| Gráfico 10 | Ativos Consolidado – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



| MW médios                           | Jan   | Fev     | Mar     | Abr     | Mai     | Jun     | Jul     | Ago     | Set     | Out     | Nov     | Dez     | 4T      | Ano     |
|-------------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Geração 2024                        | 626,7 | 826,4   | 667,7   | 856,5   | 1.206,2 | 1.345,8 | 1.426,4 | 1.429,8 | 1.521,3 | 1.332,2 | 1.264,7 | 1.107,3 | 1.234,4 | 1.134,7 |
| Geração Total 2025 <sup>1</sup>     | 684,7 | 1.250,8 | 1.073,9 | 984,9   | 1.404,3 | 1.444,1 | 1.457,6 | 1.493,4 | 1.583,6 | 1.426,5 | 1.105,7 | 1.000,1 | 1.178,2 | 1.242,0 |
| Geração Potencial 2025 <sup>2</sup> | 727,9 | 1.338,7 | 1.156,8 | 1.035,4 | 1.574,7 | 1.626,6 | 1.722,4 | 1.835,1 | 2.022,9 | 1.994,2 | 1.410,9 | 1.171,0 | 1.526,6 | 1.468,5 |

| Tabela 5 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

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

O 4T25 consolidou o processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados, evidenciando a continuidade das ações implementadas ao longo do ano. As rotinas de manutenção preventiva, corretiva e preditiva permaneceram avançando de forma consistente, sustentadas por uma governança de operação mais robusta e pela gestão integrada dos estoques estratégicos de componentes. Em conjunto, estas iniciativas contribuíram para o aumento da

<sup>1</sup> Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

confiabilidade dos equipamentos e para a redução gradual dos períodos de indisponibilidade dos aerogeradores. Ao final do ano, concluímos as manutenções dos ativos incorporados identificadas durante a diligência e previstas no plano de recuperação elaborado entre o período de *signing* e *closing* da transação de aquisição da AES Brasil, resultando no nível esperado de regularidade e estabilidade operacional nos parques ao final do período.

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

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

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

**| Tabela 6 | Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados em 2025**

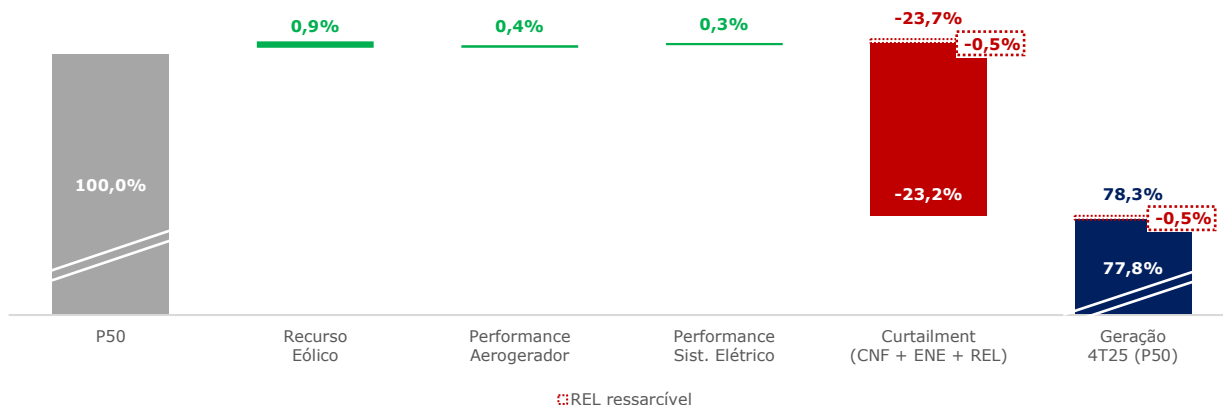
| Disponibilidade Média dos Ativos Incorporados | 1T    | 2T    | 3T    | 4T    | Ano   |
|-----------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2024                                          | 70,9% | 82,9% | 91,2% | 90,6% | 84,0% |
| 2025                        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

**| Tabela 7 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos**

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

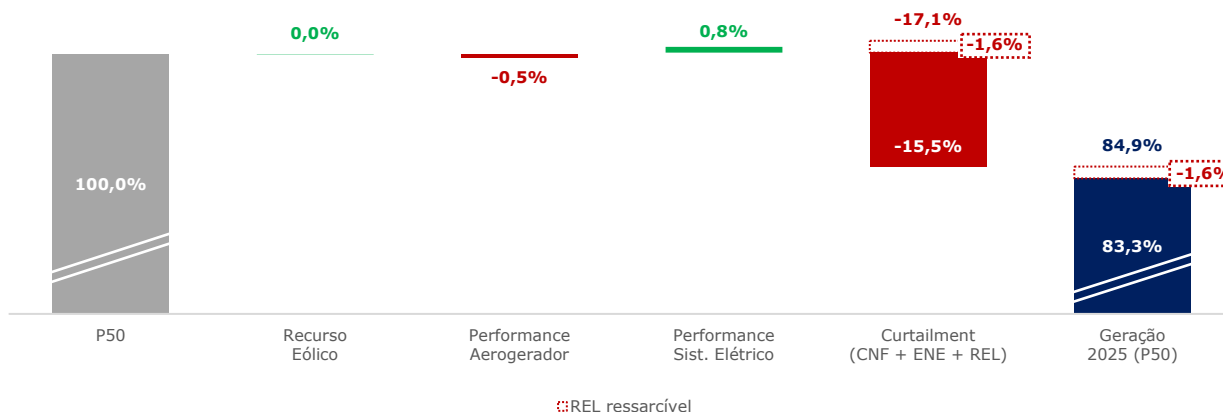
Apesar da maior disponibilidade de recurso eólico e melhor performance dos aerogeradores e do sistema elétrico quando comparados à certificação, a produção de energia do portfólio eólico consolidado alcançou 78,3% do P50 e 86,0% do P90 no trimestre e 84,9% do P50 e 92,9% do P90 no ano de 2025. O principal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

| Gráfico 11 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



De maneira similar, no acumulado do ano, o *curtailment* representou uma redução de 17,1 p.p. da geração em relação ao P50 da certificação, sendo 1,6 p.p. passível de ressarcimento, conforme Gráfico 13. O desempenho positivo do sistema elétrico compensou o leve desvio observado no período para a performance dos aerogeradores, impactada pela menor disponibilidade devido às manutenções para recuperação dos ativos ao longo do ano. Com isso, a produção<sup>2</sup> do portfólio eólico consolidado alcançou 84,9% do P50 e 92,9% do P90 para o ano de 2025.

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada em 2025 (P50 em base 100)<sup>3</sup>



As ações implementadas ao longo do ano, direcionadas ao aumento da confiabilidade e eficiência operacional dos ativos adquiridos, se refletem em um patamar mais consistente de performance técnica e disponibilidade. Esses avanços reforçam a resiliência do portfólio frente às variações externas, a evolução contínua do fortalecimento estrutural dos ativos e a crescente estabilidade dos indicadores sob gestão direta da Companhia, marcando a transição para uma fase de captura contínua de valor, com maior estabilidade e robustez operacional desses ativos. O foco daqui em diante será preservar o nível de desempenho alcançado no encerramento de 2025 e consolidar os ganhos estruturais alcançados.

## Solar

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

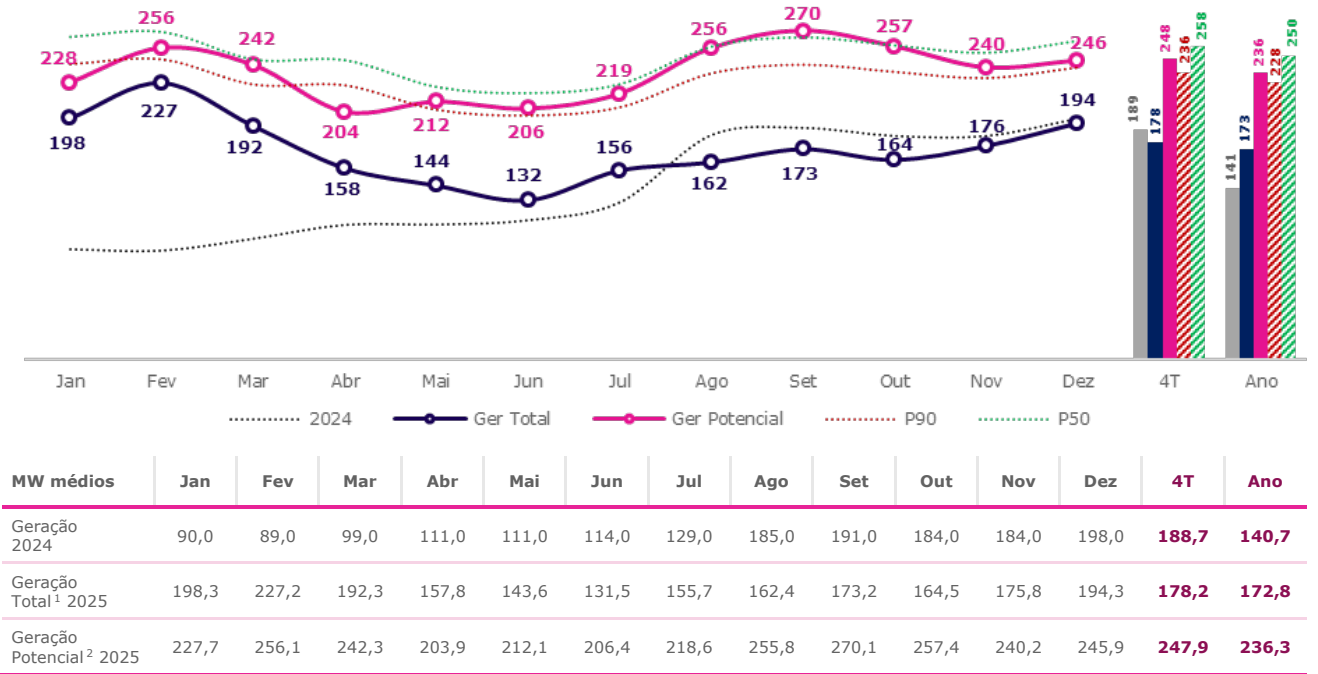
<sup>1</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

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

<sup>3</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

O Gráfico 13 apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

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



| Tabela 8 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

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

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,8% no 4T25, um avanço de 1,2 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 9. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, influenciando diretamente a melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

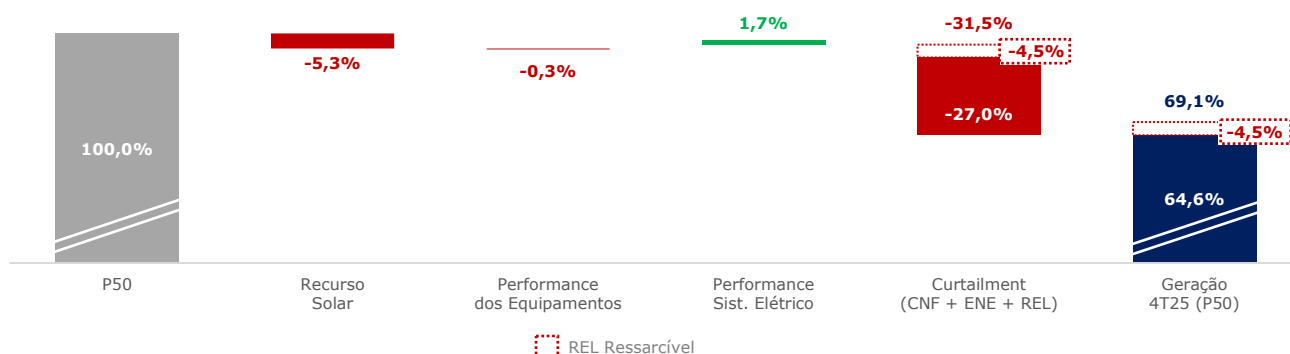
<sup>1</sup> Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.  
<sup>2</sup> Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

**| Tabela 9 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares**

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

Em linhas gerais, apesar da limitação de geração decorrente do recurso solar abaixo do previsto nas certificações, a principal influência negativa na performance do trimestre decorreu do *curtailment*, sobretudo da parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 27,0 p.p. frente à certificação P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no Gráfico 14.

**| Gráfico 14 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 4T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**

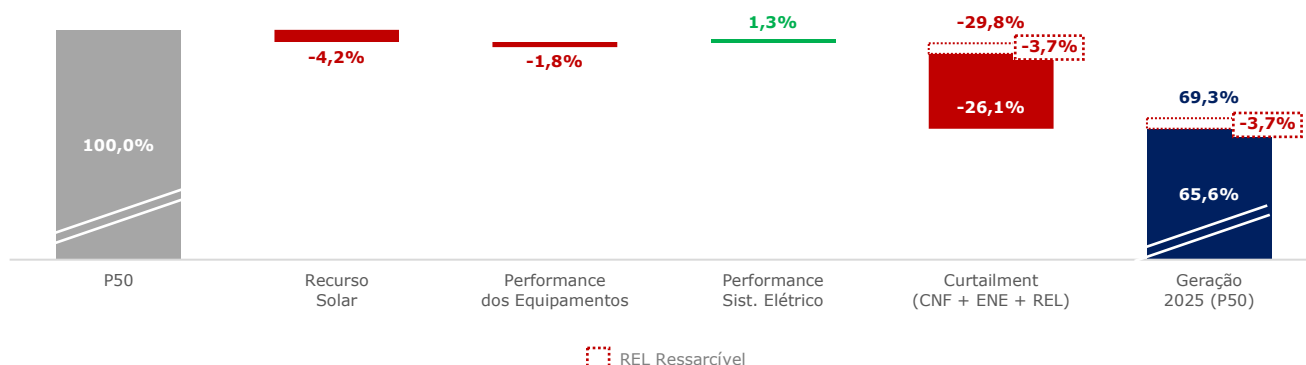


De maneira análoga, o desempenho anual dos ativos solares também foi influenciado majoritariamente pelo *curtailment*, responsável pela perda de 26,1 p.p. frente ao P50 da certificação, considerando a parcela não-ressarcível. Além disso, também contribuíram a menor incidência de recurso solar (-4,2 p.p.) e a performance dos equipamentos (-1,8 p.p.), refletindo eventos pontuais ocorridos no 1T25, que já foram solucionados pela Companhia. Desde então, a operação solar segue em trajetória de melhoria contínua, sustentada por ações focadas na confiabilidade e eficiência dos ativos. O ganho no desempenho do sistema elétrico de 1,3 p.p. reforça essa tendência positiva, contribuindo para mitigar parte das perdas acumuladas. Como resultado, a produção<sup>2</sup> do portfólio solar alcançou 69,3% do P50 da certificação e 75,7% do P90 nos doze meses de 2025, conforme ilustrado no Gráfico 15.

<sup>1</sup> As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

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

## | Gráfico 15 | Desempenho da Geração Solar Consolidada em 2025 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Impacto do Curtailment e dos Ganhos de Modulação

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

Na Tabela 10 apresentamos os percentuais do curtailment das fontes eólica e solar do portfólio da Auren, calculados como percentual da Geração Potencial e do percentil 50 (P50), assim como o curtailment do SIN. Adicionalmente, apresentamos o impacto financeiro do curtailment para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função de seu portfólio diversificado de ativos.

## | Tabela 10 | Curtailment e Ganhos de Modulação

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

## Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

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

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

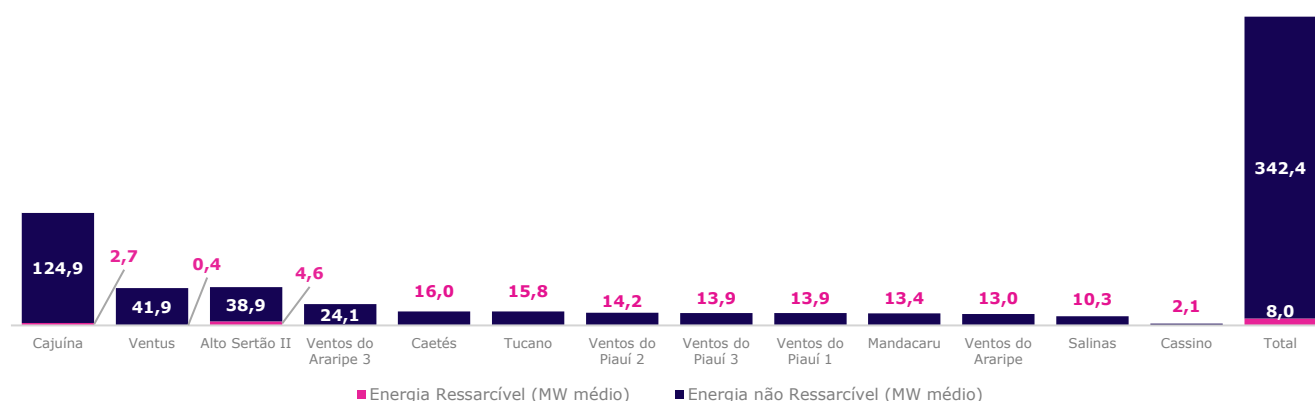
<sup>1</sup> Curtailment SIN (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

<sup>2</sup> Curtailment Auren (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

<sup>3</sup> Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailment Elétrico Ressarcível) / P50

<sup>4</sup> Curtailment Auren (R\$ milhões) = Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível

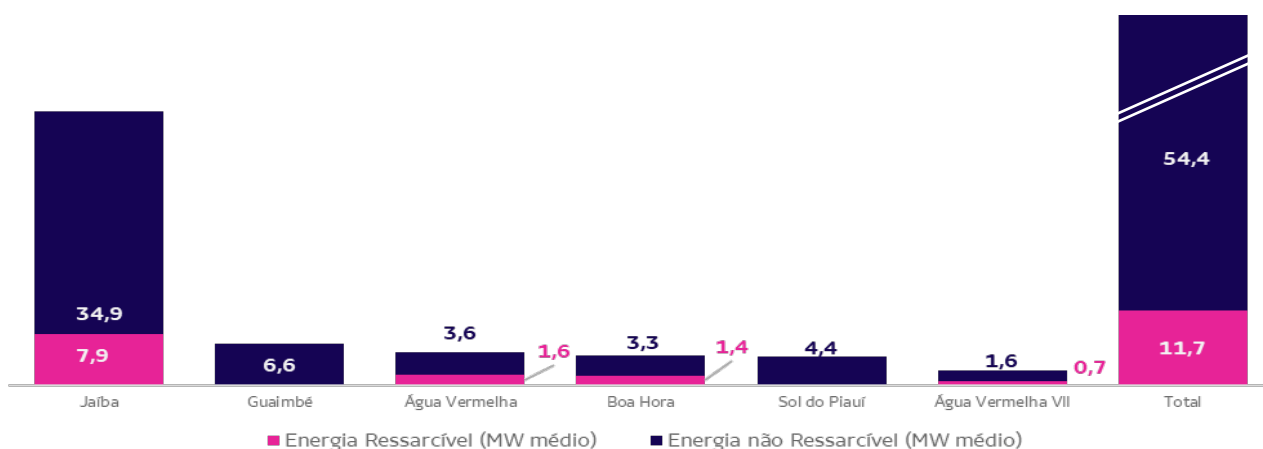
## | Gráfico 16 | Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis no 4T25



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

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

## | Gráfico 17 | Solares – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 4T25



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

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

<sup>1</sup> A certificação de Sol do Piauí é impactada pelo compartilhamento da MUST com Ventos do Piauí I.

## Modulação de Geração

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

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

## Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 11 | Resultados do Período

| R\$ milhões                                                             | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025           | 2024<br>proforma | Var.          |
|-------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| <b>Receita Líquida</b>                                                  | <b>1.702,3</b> | <b>1.795,5</b>   | <b>-5,2%</b>  | <b>6.556,1</b> | <b>6.088,6</b>   | <b>7,7%</b>   |
| Custo com Compra de Energia                                             | (475,6)        | (550,5)          | -13,6%        | (1.474,5)      | (1.393,6)        | 5,8%          |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica                                        | (176,3)        | (178,1)          | -1,1%         | (711,1)        | (695,4)          | 2,3%          |
| <b>Margem Líquida</b>                                                   | <b>1.050,4</b> | <b>1.066,9</b>   | <b>-1,5%</b>  | <b>4.370,5</b> | <b>3.999,7</b>   | <b>9,3%</b>   |
| <i>Margem Líquida</i>                                                   | 61,7%          | 59,4%            | 2,3 p.p.      | 66,7%          | 65,7%            | 1,0 p.p.      |
| <b>PMSO</b>                                                             | <b>(249,3)</b> | <b>(266,7)</b>   | <b>-6,5%</b>  | <b>(972,7)</b> | <b>(1.084,3)</b> | <b>-10,3%</b> |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                    | 468,1          | 1.510,9          | -69,0%        | 473,6          | 1.645,6          | -71,2%        |
| <b>EBITDA</b>                                                           | <b>1.269,2</b> | <b>2.311,0</b>   | <b>-45,1%</b> | <b>3.871,3</b> | <b>4.561,0</b>   | <b>-15,1%</b> |
| Dividendos das Participações Minoritárias                               | 130,4          | 93,1             | 40,1%         | 383,1          | 230,9            | 65,9%         |
| Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento         | 2,2            | 40,4             | -94,6%        | 17,8           | 47,3             | -62,4%        |
| Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais | (24,8)         | 9,7              | n.a.          | (43,0)         | (122,5)          | -64,9%        |
| Baixa de imobilizado                                                    | 24,1           | -                | n.a.          | 37,3           | -                | n.a.          |
| Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado                      | (325,7)        | (1.500,1)        | n.a.          | (325,7)        | (1.500,1)        | n.a.          |
| Outros Ajustes                                                          | -              | -                | n.a.          | -              | 21,8             | n.a.          |
| <b>EBITDA Ajustado</b>                                                  | <b>1.075,4</b> | <b>954,1</b>     | <b>12,7%</b>  | <b>3.940,8</b> | <b>3.238,3</b>   | <b>21,7%</b>  |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>                                           | 63,2%          | 53,1%            | 10,0 p.p.     | 60,1%          | 53,2%            | 6,9 p.p.      |

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 1.075,4 milhões no 4T25, R\$ 121,3 milhões (12,7%) superior se comparado ao 4T24. A variação no período reflete principalmente:

- a) **Margem Líquida:** R\$ 1.050,4 milhões no 4T25, uma redução de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.066,9 milhões), devido a menor geração hidrelétrica dos agentes do MRE entre os períodos (-6,2%) e ao aumento do *curtailment* nos ativos eólicos e solares, que foram compensados pelos efeitos do ajuste da inflação nos contratos de venda de energia, pela transferência de contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização (R\$ 42 milhões) e aumento dos ganhos líquidos com modulação (+R\$ 23,9 milhões vs. 4T24).

Na comparação com Margem Líquida do 3T25 (R\$ 982,6 milhões), tivemos um aumento de 6,9% no 4T25, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, quando computada a alocação de garantia física no MRE e o GSF (67% vs. 63% no 3T25).

Adicionalmente, tivemos a redução de R\$ 1,9 milhões em Encargos Setoriais explicada pela redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas no estado de São Paulo.

- b) **PMSO:** R\$ 249,3 milhões no 4T25, redução de 6,5% em relação ao 4T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#). Em relação ao 3T25 (R\$ 251,9 milhões), o PMSO ficou em linha (-1,0%).
- c) **ORO:** receita de R\$ 468,1 milhões no 4T25 comparada a receita de R\$ 1.510,9 milhões no mesmo período do ano anterior. A variação é principalmente explicada pela reversão de *impairment* de ativo imobilizado de Porto Primavera realizada no 4T24, que adicionou R\$ 1.500,1 milhões ao resultado do segmento de Geração daquele período, sem reflexo no resultado consolidado da Auren Energia.

No 4T25, foi registrado o reconhecimento da indenização dos Investimentos Prudentes de CESP, no montante de R\$ 498,8 milhões nas datas base do término dos contratos de concessão das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, através da reversão de *impairment* no montante de R\$ 325,7 milhões e do reconhecimento de R\$ 142,8 milhões adicionais. Os R\$ 30,3 milhões remanescentes referentes ao valor total da indenização já estavam reconhecidos no imobilizado dos ativos e, com isso, não impactaram o resultado do trimestre.

- d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 130,4 milhões no 4T25, R\$ 37,3 milhões superior ao mesmo período de 2024, reflexo das alterações realizadas na política e no regime de reconhecimento dos dividendos no ano de 2025.

## Participações Minoritárias da Auren

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das holdings CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, nas quais a Companhia possui participação minoritária e cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

Para informações detalhadas sobre a estrutura societária e as principais características dos ativos hidrelétricos, acesse a [Planilha Interativa](#) e/ou o [Guia de Modelagem](#), ambos disponíveis no website de Relações com Investidores.

**| Tabela 12 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias<sup>1</sup>**

| Volume (MW médios)                        | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       |
|-------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Garantia Física dos ativos (a)            | 213        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| Compras (b)                               | 72         | 35         | 5          | 4          | 4          |
| <b>Recurso (c) = (a)+(b)</b>              | <b>285</b> | <b>291</b> | <b>261</b> | <b>260</b> | <b>248</b> |
| Vendas no ACL (d)                         | 285        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| <b>Requisitos (e)</b>                     | <b>285</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>244</b> |
| <b>Balanço Energético (f) = (c) – (e)</b> | <b>-</b>   | <b>35</b>  | <b>5</b>   | <b>4</b>   | <b>4</b>   |

Analisando o Balanço Energético do 4T25, em comparação com os valores do 3T25, tivemos a redução da garantia física dos ativos em 24 MW médios para o ano de 2025, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanço Energético das Participações Minoritárias apresenta, desde o 2T25, apenas as transações de compra e venda de energia com o mercado, e exclui os contratos *intercompany* entre os ativos hidrelétricos e as subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia).

## Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

Nesta seção apresentamos uma DRE Gerencial com a consolidação do desempenho financeiro dos ativos hidrelétricos nos quais a Auren possui participação minoritária. Tal apresentação é gerencial, não auditada e tem por objetivo auxiliar o mercado a entender a geração de caixa de tais ativos, que resulta no pagamento de dividendos à Companhia.

Na Tabela 13, a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos em conjunto, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívidas em seus respectivos balanços.

<sup>1</sup> Notas: (i) A garantia física dos ativos líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado; (ii) As garantias físicas estão líquidas de perdas internas e da rede básica de 3%; (iii) A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF); (iv) Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado).

**| Tabela 13 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias**

| <b>DRE Gerencial Participações</b><br>(R\$ milhões na participação econômica de Auren) | <b>4T25</b>  | <b>4T24</b><br>proforma | <b>Var.</b>   | <b>2025</b>  | <b>2024</b><br>proforma | <b>Var.</b>  |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|---------------|--------------|-------------------------|--------------|
| Volume Energia Vendida (MW médios)                                                     | 285          | 273                     | 4,4%          | 269          | 270                     | n.a.         |
| Margem Líquida (R\$/MWh)                                                               | 207          | 195                     | 6,1%          | 203          | 181                     | 11,9%        |
| <b>Margem Líquida</b>                                                                  | <b>129,7</b> | <b>117,4</b>            | <b>10,5%</b>  | <b>477,5</b> | <b>428,4</b>            | <b>11,5%</b> |
| PMSO                                                                                   | (6,0)        | (6,2)                   | -3,2%         | (23,1)       | (21,4)                  | 7,9%         |
| <b>EBITDA Ajustado<sup>1</sup></b>                                                     | <b>123,7</b> | <b>111,2</b>            | <b>11,2%</b>  | <b>454,4</b> | <b>407,0</b>            | <b>11,6%</b> |
| Depreciação & Amortização                                                              | (9,4)        | (9,4)                   | n.a.          | (37,6)       | (37,6)                  | n.a.         |
| Outros Resultados (Incluindo MTM)                                                      | 2,8          | (60,4)                  | n.a.          | 14,2         | (10,1)                  | n.a.         |
| <b>EBIT</b>                                                                            | <b>117,1</b> | <b>41,4</b>             | <b>182,9%</b> | <b>431,0</b> | <b>359,3</b>            | <b>20,0%</b> |
| Resultado Financeiro                                                                   | 7,8          | (2,7)                   | n.a.          | 22,3         | (2,6)                   | n.a.         |
| <b>LAIR</b>                                                                            | <b>124,9</b> | <b>38,7</b>             | <b>n.a.</b>   | <b>453,3</b> | <b>356,7</b>            | <b>27,1%</b> |
| IR/CSLL                                                                                | (30,6)       | (31,0)                  | -1,3%         | (112,0)      | (108,2)                 | 3,5%         |
| <b>Lucro Líquido<sup>2</sup></b>                                                       | <b>94,3</b>  | <b>7,7</b>              | <b>n.a.</b>   | <b>341,3</b> | <b>248,5</b>            | <b>37,3%</b> |
| <b>Dividendos Declarados</b>                                                           | <b>130,4</b> | <b>93,1</b>             | <b>40,1%</b>  | <b>363,7</b> | <b>230,9</b>            | <b>57,5%</b> |

Principais destaques do 4T25:

- Margem Líquida:** a melhora da margem em R\$ 12,3 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 4T25 contra o 4T24 (R\$ 265/MWh vs. R\$ 218/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 41 MW médios em CBA Energia e Pollarix.
- PMSO:** no quarto trimestre de 2025, o montante alcançou R\$ 6,0 milhões frente a R\$ 6,2 milhões no mesmo período anterior. A redução de R\$ 0,2 milhões é justificada principalmente pela postergação de serviço de manutenção de estradas na UHE Picada para 2026.
- EBITDA Ajustado:** R\$ 123,7 milhões no 4T25, crescimento de 11,2% quando comparado aos R\$ 111,2 milhões registrados no 4T24, justificado pelo crescimento da margem líquida em R\$ 12,3 milhões.
- Outros Resultados:** melhora de R\$ 63,2 milhões vs. 4T24, influenciada pela variação no MtM, que refletiu o aumento observado na curva de preços de energia futuros, além do ajuste da metodologia contábil para a marcação a mercado, que gerou um efeito negativo no 4T24 em Enercan (+R\$ 70,8 milhões vs. 4T24). Esse efeito foi parcialmente compensado por ressarcimentos relacionados ao GSF (-R\$ 7,3 milhões vs. 4T24).
- Resultado Financeiro:** receita de R\$ 7,8 milhões no 4T25 frente a despesa de R\$ 2,7 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente à: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da queda no índice aplicado (IGP-M) nas UHEs Picada, Baesa e Enercan (R\$ 4,6 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras na Pollarix Holding e na SPE Amador Aguiar, devido ao maior caixa disponível em ambas as empresas (saldo de R\$ 169 milhões no 4T25 vs. R\$ 56 milhões no 4T24) bem como à dinâmica do CDI no período.
- Dividendos Declarados:** R\$ 130,4 milhões no quarto trimestre de 2025, frente a R\$ 93,1 milhões no 4T24, reflexo das alterações realizadas na política e no regime de reconhecimento dos dividendos no ano de 2025.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

<sup>1</sup> EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

<sup>2</sup> O Lucro Líquido apresentado pode ser identificado na Nota Explicativa 11 das Demonstrações Financeiras de Auren Energia, ao somar o resultado de equivalência patrimonial das coligadas Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações.

## Comercialização

### Balanco Energético do Segmento de Comercialização

A Tabela 14 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2025 e 2026. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren comercializou 6.583 MW médios de energia vendida tanto para clientes consumidores finais como para demais contrapartes, consolidando sua posição de liderança no segmento de comercialização de energia.

**| Tabela 14 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren**

| Volume (MW médios)                             | 2025       | 2026         | 2027        | 2028       | 2029         | 2030         |
|------------------------------------------------|------------|--------------|-------------|------------|--------------|--------------|
| Compras (A)                                    | 6.583      | 4.005        | 2.528       | 1.968      | 1.231        | 883          |
| Vendas <sup>1</sup> (B)                        | 6.583      | 4.113        | 2.602       | 1.944      | 1.145        | 896          |
| <b>Margem Contratual<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b> | <b>4,8</b> | <b>7,7</b>   | <b>-</b>    | <b>-</b>   | <b>-</b>     | <b>-</b>     |
| <b>Balanço Comercialização (A - B)</b>         | <b>0</b>   | <b>(108)</b> | <b>(74)</b> | <b>23</b>  | <b>86</b>    | <b>(13)</b>  |
| <b>Balanço Consolidado Auren<sup>3</sup></b>   | <b>184</b> | <b>367</b>   | <b>467</b>  | <b>609</b> | <b>1.172</b> | <b>1.335</b> |

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar (i) a participação das operações de *trading* de curto prazo, que geralmente apresentam margens unitárias mais baixas, mas envolvem volumes elevados de energia – esse tipo de operação tem impacto direto na margem contratual média da Comercializadora ao longo do ano, conforme o volume de *trading* cresce; e (ii) a exposição em aberto do Balanço de Comercialização, que deve ser valorada a preços de mercado. A posição short de 108 MW médios referente a 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços de mercado do respectivo período. Por fim, para recompor o resultado do segmento de Comercialização, é necessário somar o resultado das demais empresas do ecossistema da Comercializadora que não estão refletidas no Balanço Energético acima.

No 4T25, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Em 2026 e 2030, registramos redução da exposição *short*, com variações de 42 MW médios e 29 MW médios, respectivamente. A diminuição da posição em 2026 reflete a estratégia frente à recente elevação dos preços de curto e médio prazo.
- Em 2027, tivemos o aumento do *short* devido à venda de energia no Leilão de Energia Existente no final de 2025, com 110 MW médios alocados neste segmento, de um volume total de 115 MW médios no submercado nordeste, com fornecimento em 2026 e 2027, para mitigar risco de diferença de preços entre submercados.
- Para os anos de 2028 e 2029, houve ampliação da posição *long*, medida que reforça a gestão de risco do portfólio e assegura a continuidade das vendas junto ao consumidor final.
- Transferência do contrato de venda de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o segmento de comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e o *hedge* no mesmo veículo, com um impacto negativo no segmento de comercialização de R\$ 42 milhões no 4T25, em linha com o impacto negativo já anunciado de R\$ 102 milhões para o ano 2025. No ano de 2026, estimamos que essa cessão terá impacto negativo de R\$ 99 milhões para a comercializadora e positivo na mesma magnitude para o segmento de geração.

Ressalta-se que não há impacto no EBITDA consolidado da Companhia. Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 6,6/MWh em 2025, acima dos R\$4,8/MWh reportados, e de R\$ 10,4/MWh em 2026, acima dos R\$ 7,7/MWh reportados.

- A visão do Balanço Consolidado Auren, com a diminuição da posição *long* considerando-se de maneira consolidada os balanços de Geração e Comercialização, é resultado principalmente da venda de energia através das autoproduções celebradas ao longo de 2025.

<sup>1</sup> Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

<sup>2</sup> A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição. Data-base dos preços: 31 de dezembro de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,32 (BRL/USD).

<sup>3</sup> Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

## Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 15 | Resultados do Período

| R\$ milhões                                        | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025           | 2024<br>proforma | Var.          |
|----------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| <b>Receita Líquida</b>                             | <b>2.916,1</b> | <b>2.602,9</b>   | <b>12,0%</b>  | <b>9.244,4</b> | <b>7.079,8</b>   | <b>30,6%</b>  |
| Custo com Energia                                  | (2.874,9)      | (2.599,2)        | 10,6%         | (8.919,7)      | (6.780,5)        | 31,5%         |
| <b>Margem Líquida</b>                              | <b>41,2</b>    | <b>3,7</b>       | <b>n.a.</b>   | <b>324,7</b>   | <b>299,3</b>     | <b>8,5%</b>   |
| <i>Margem Líquida</i>                              | 1,4%           | 0,1%             | 1,3 p.p.      | 3,5%           | 4,2%             | -0,7 p.p.     |
| <b>PMSO</b>                                        | <b>(43,1)</b>  | <b>(33,7)</b>    | <b>27,7%</b>  | <b>(140,5)</b> | <b>(103,9)</b>   | <b>35,1%</b>  |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)               | 156,1          | (86,5)           | n.a.          | 303,5          | (61,1)           | n.a.          |
| <b>EBITDA</b>                                      | <b>154,1</b>   | <b>(116,5)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>487,7</b>   | <b>134,2</b>     | <b>n.a.</b>   |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia | (124,8)        | 85,0             | n.a.          | (267,7)        | 66,9             | n.a.          |
| Outros Ajustes                                     | (52,2)         | 0,3              | n.a.          | (49,0)         | 1,0              | n.a.          |
| <b>EBITDA Ajustado</b>                             | <b>(22,8)</b>  | <b>(31,3)</b>    | <b>-27,1%</b> | <b>170,9</b>   | <b>202,1</b>     | <b>-15,4%</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>                      | -0,8%          | -1,2%            | 0,4 p.p.      | 1,8%           | 2,9%             | -35,2%        |

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 22,8 milhões no 4T25 ante -R\$ 31,3 milhões registrados no 4T24. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionado anteriormente, o EBITDA Ajustado do 4T25 seria de R\$ 19,2 milhões. A variação em relação ao 4T24 é explicada principalmente:

- a) **Margem Líquida:** Excluindo-se (i) o impacto negativo de R\$ 42,0 milhões no segmento de Comercialização no 4T25, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado anteriormente, e (ii) o efeito pontual negativo de ajuste de exposição a comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões no 4T24, teríamos uma variação positiva de R\$ 33,2 milhões entre os períodos. Tal variação é majoritariamente explicada pela maior margem nas operações de *trading* realizadas no período e pela margem das demais empresas do ecossistema de Comercialização (+R\$ 7,9 milhões vs. 4T24). Vale destacar que, considerando o ano completo, as empresas do ecossistema da Comercializadora que não estão refletidas no Balanço Energético do segmento registraram uma Margem Líquida de R\$ 55,1 milhões.
- b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 43,1 milhões no 4T25, ante R\$ 33,7 milhões no 4T24. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 8,4 milhões.
- c) **Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** receita de R\$ 156,1 milhões, devido principalmente à marcação à mercado dos contratos para venda de energia futura, no valor de R\$ 124,8 milhões, a remensuração do investimento inicial da Way2 (R\$ 52,2 milhões) e ao *impairment* reconhecido no trimestre referente a investimentos no ecossistema da Comercializadora (R\$ 13,5 milhões).

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

## Desempenho Financeiro Consolidado

### Demonstração de Resultados Proforma

**Importante:** Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31/10/2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos resultados da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 4T24 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Auren desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia e da AES Brasil divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de 2024 foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados do 4T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia: (i) participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#), além de (ii) 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA<sup>1</sup> de R\$ 9,4 milhões no 4T25 e de R\$ 42,0 milhões no ano de 2025. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 16 | Resultados do Período

| R\$ milhões                                                            | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025             | 2024<br>proforma | Var.         |
|------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| <b>Receita Líquida</b>                                                 | <b>3.801,7</b> | <b>3.598,9</b>   | <b>5,6%</b>   | <b>13.177,0</b>  | <b>11.250,8</b>  | <b>17,1%</b> |
| Custo com Compra de Energia                                            | (2.533,8)      | (2.349,8)        | 7,8%          | (7.770,1)        | (6.254,7)        | 24,2%        |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica                                       | (173,9)        | (178,6)          | -2,7%         | (711,7)          | (705,1)          | 0,9%         |
| <b>Margem Líquida</b>                                                  | <b>1.094,1</b> | <b>1.070,5</b>   | <b>2,2%</b>   | <b>4.695,1</b>   | <b>4.291,0</b>   | <b>9,4%</b>  |
| <i>Margem Líquida</i>                                                  | 28,8%          | 29,7%            | -1,0 p.p.     | 35,6%            | 38,1%            | -2,5 p.p.    |
| <b>Custos e Despesas (PMSO)</b>                                        | <b>(341,2)</b> | <b>(370,5)</b>   | <b>-7,9%</b>  | <b>(1.270,3)</b> | <b>(1.353,3)</b> | <b>-6,1%</b> |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                   | 722,1          | (310,7)          | n.a.          | 609,0            | 164,8            | 269,6%       |
| <b>EBITDA</b>                                                          | <b>1.474,9</b> | <b>389,3</b>     | <b>278,9%</b> | <b>4.033,8</b>   | <b>3.102,5</b>   | <b>30,0%</b> |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)               | (239,4)        | 321,2            | n.a.          | (127,9)          | (13,1)           | n.a.         |
| Dividendos das Participações Minoritárias                              | 130,4          | 93,1             | 40,1%         | 383,1            | 230,9            | 65,9%        |
| Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)       | 5,8            | 79,6             | -92,7%        | 35,3             | 92,9             | -61,9%       |
| Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO) | (24,4)         | 9,9              | n.a.          | (40,8)           | (121,9)          | -66,6%       |
| Baixa de Imobilizado (ORO)                                             | 40,2           | -                | n.a.          | 59,7             | -                | n.a.         |
| Remensuração do Investimento Inicial da Way2 (ORO)                     | (52,2)         | -                | n.a.          | (52,2)           | -                | n.a.         |
| Reversão de <i>Impairment</i> (ORO)                                    | (325,7)        | (3,2)            | n.a.          | (325,7)          | (3,2)            | n.a.         |
| Outros Ajustes (ORO)                                                   | -              | -                | n.a.          | 3,1              | 21,8             | -86,0%       |
| <b>EBITDA Ajustado</b>                                                 | <b>1.009,7</b> | <b>889,8</b>     | <b>13,5%</b>  | <b>3.968,4</b>   | <b>3.309,9</b>   | <b>19,9%</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>                                          | 26,6%          | 24,7%            | 1,8 p.p.      | 30,1%            | 29,4%            | 0,7 p.p.     |
| Depreciação e Amortização                                              | (477,4)        | (256,9)          | 85,9%         | (1.923,0)        | (1.371,5)        | 40,2%        |
| Equivalência Patrimonial                                               | 60,2           | (12,7)           | n.a.          | 205,3            | 156,0            | 31,6%        |
| Resultado Financeiro Líquido                                           | (432,0)        | (547,3)          | -21,1%        | (2.433,9)        | (1.638,5)        | 48,5%        |
| <b>LAIR</b>                                                            | <b>625,6</b>   | <b>(427,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(117,8)</b>   | <b>248,5</b>     | <b>n.a.</b>  |
| Impostos (IR/CSLL)                                                     | (271,0)        | 64,0             | n.a.          | (440,1)          | (281,2)          | 56,5%        |
| <b>Resultado Líquido</b>                                               | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b>   | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

<sup>1</sup> Considerando a participação proporcional da Auren Participações na *joint-venture*.

Com o objetivo de promover maior transparência e auxiliar os investidores e analistas, a Companhia disponibiliza a [Planilha Interativa](#) e o [Guia de Modelagem](#) no *website* de Relações com Investidores.

## Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.094,1 milhões no 4T25, aumento de 2,2% na comparação com o 4T24 (R\$ 1.070,5 milhões).

Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado foram principalmente: (i) a menor geração hidrelétrica no 4T25 e o aumento do *curtailment* nos ativos eólicos e solares no segmento de Geração, (ii) o efeito pontual negativo de ajuste de exposição a comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões registrado no 4T24, (iii) a maior margem de operações de *trading* realizadas no segmento de Comercialização no 4T25, (iv) o aumento de margem das demais empresas do ecossistema de Comercialização no valor de R\$ 7,9 milhões, (v) o aumento de R\$ 37,5 milhões resultado de efeito de modulação, e (vi) a redução de R\$ 1,9 milhões em Encargos Setoriais devido à redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas em São Paulo.

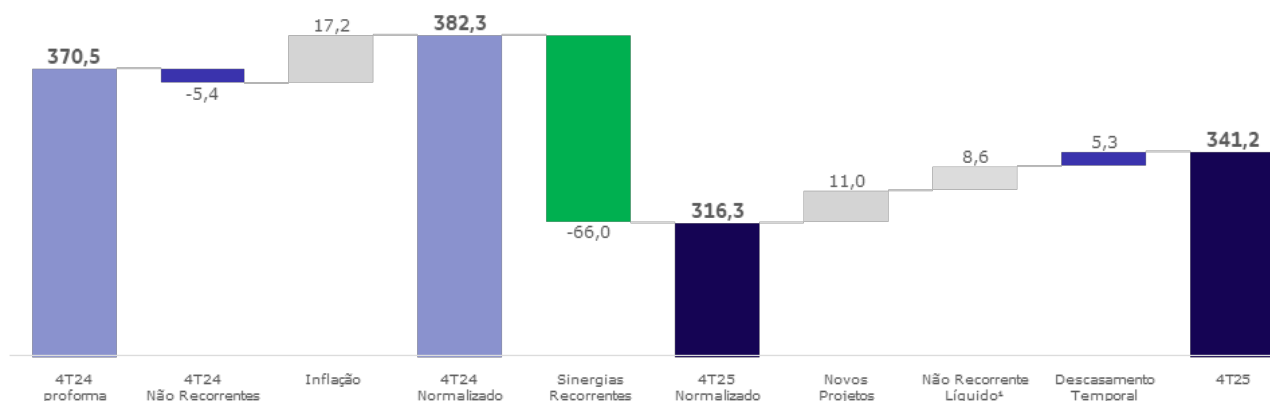
Na comparação com o 3T25, o aumento de R\$ 100,4 milhões é explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com maior alocação de garantia física e GSF de 67% no quarto trimestre (vs. 63% no 3T25), além do aumento de R\$ 4,9 milhões nos ganhos de modulação.

## Custos e Despesas (PMSO)

A soma das linhas de Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), em bases comparáveis e excluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentaram uma redução de R\$ 66,0 milhões (17,3%) quando comparado ao 4T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

As despesas relacionadas ao crescimento por meio de Novos Projetos estão associadas à entrada em operação faseada de Sol de Jaíba em 2024 (R\$ 2,6 milhões) e às despesas associadas à Way2 (R\$ 8,4 milhões), que passou a ser consolidada a partir de julho de 2025. Quanto aos itens não recorrentes, destacam-se despesas associadas à integração da AES Brasil (R\$ 8,6 milhões).

| Gráfico 18 | PMSO Trimestre – 4T25 x 4T24 (R\$ milhões)



O PMSO totalizou R\$ 341,2 milhões no 4T25 vs. R\$ 370,5 milhões no 4T24, redução nominal de 7,9%. Na comparação com o 3T25 (R\$ 335,7 milhões), tivemos um aumento de 1,7% explicado pelo descasamento temporal de despesas entre os períodos, com realização no 4T25.

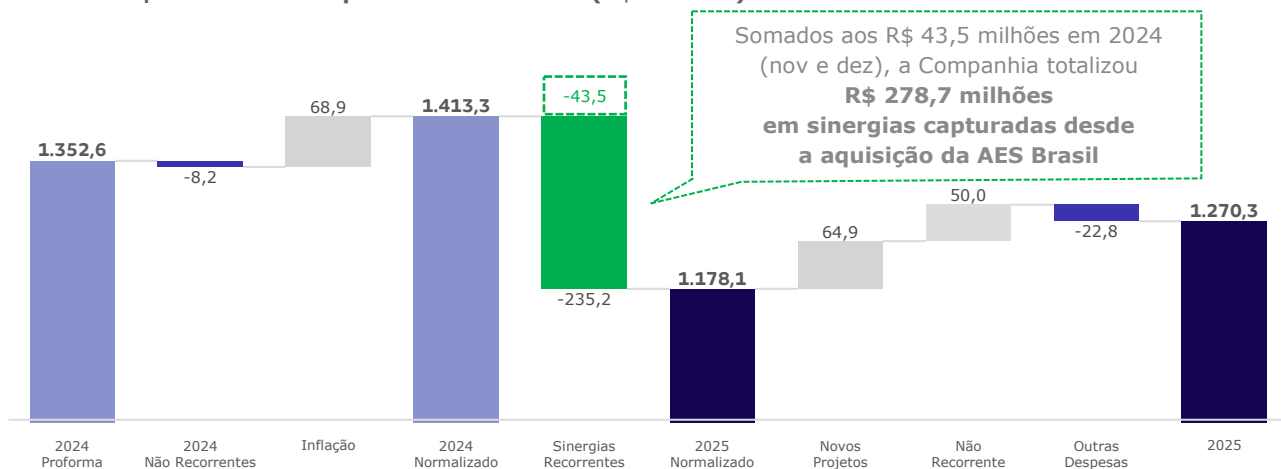
A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 132,0 milhões no 4T25, uma redução nominal de 3,2% quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 136,4 milhões), tendo em vista as sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil. Na comparação com o 3T25 (R\$ 118,8 milhões), tivemos um aumento de 11,0%, conforme a sazonalidade associada à recomposição anual da base salarial.

¹ Considera despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros).

- b) Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 153,9 milhões no 4T25, uma redução nominal de 15,4% (R\$ 28,0 milhões) vs. o registrado no 4T24 (R\$ 181,8 milhões), principalmente em decorrência de renegociações de contratos e otimizações de O&M (R\$ 21,3 milhões), reduções relevantes em Tecnologia da Informação (R\$ 5,0 milhões), além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia. Na comparação com o 3T25 (R\$ 157,2 milhões), tivemos uma redução de 2,1% refletindo a captura progressiva das sinergias.
- c) Outros (O):** R\$ 55,4 milhões no 4T25, um aumento de 5,8% se comparado ao 4T24 (R\$ 52,3 milhões). O incremento se deve principalmente à mudança da metodologia de contabilização das despesas de arrendamento dos parques eólicos e solares, que a partir do 4T24, passaram a ser reconhecidas como despesas operacionais (R\$ 5,2 milhões). Na comparação com o 3T25 (R\$ 59,6 milhões), tivemos uma redução de 7,1%, principalmente devido à sazonalidade das despesas de arrendamento conforme o perfil de geração.
- d) Descasamento Temporal:** aumento de R\$ 5,3 milhões no 4T25, principalmente como resultado da postergação de despesas realizadas nos trimestres anteriores para o quarto trimestre de 2025.

**| Gráfico 19 | PMSO Ano Completo – 2025 x 2024 (R\$ milhões)**



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

### Outras Receitas (Despesas) Operacionais

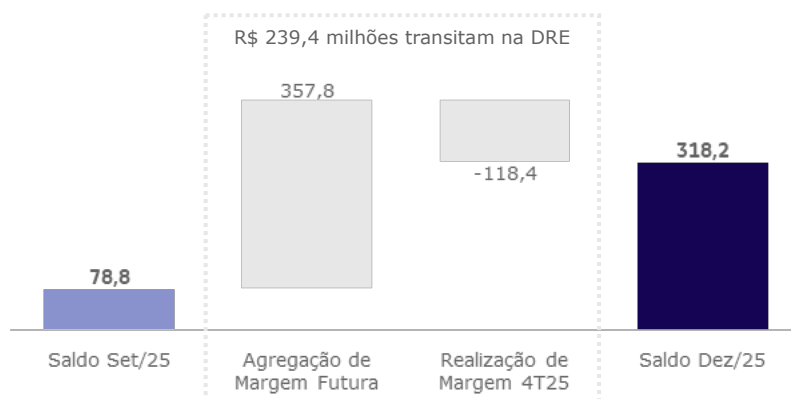
A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 722,0 milhões no 4T25 ante uma despesa de R\$ 310,7 milhões no 4T24. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de R\$ 239,4 milhões no 4T25 e -R\$ 321,2 milhões no 4T24.

Adicionalmente, no quarto trimestre de 2025, foi registrado o reconhecimento da indenização dos Investimentos Prudentes de CESP, no montante de R\$ 498,8 milhões nas datas base do término dos contratos de concessão das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, através da reversão de *impairment* no montante de R\$ 325,7 milhões e do reconhecimento de R\$ 142,8 milhões adicionais. Os R\$ 30,3 milhões remanescentes referentes ao valor total da indenização já estavam reconhecidos no imobilizado dos ativos e não impactaram o resultado do 4T25 nesse contexto.

No Gráfico 20, é demonstrada a variação, ao longo do 4T25, do saldo societário da marcação a mercado dos volumes de energia para entrega futura, com a realização de posições construídas em períodos anteriores, no valor de R\$ 118,4 milhões. Analogamente ao descrito nos releases dos últimos trimestres, a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano, conforme apresentada no Balanço Energético do Segmento de Comercialização. A agregação de margem futura é reflexo do aumento da curva de preços de energia entre os trimestres.

Conforme comentado em períodos anteriores, a sistemática contábil atualmente aplicada aos contratos da comercializadora gera variações entre os trimestres na marcação a mercado da margem de energia projetada para o ano. Assim, determinados períodos podem refletir a antecipação contábil de margens que serão realizadas ao longo do exercício. De modo a minimizar esse efeito entre os trimestres, a Companhia realizará uma evolução desta metodologia, com efeito a partir do 1T26.

## | Gráfico 20 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



### EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 1.009,7 milhões no 4T25, um aumento de 13,5%, ou R\$ 119,8 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Excluindo-se o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 142,8 milhões), teríamos um EBITDA Ajustado de R\$ 866,9 milhões no 4T25, um decréscimo de 2,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, tendo como maiores detratores o *curtailment* e o GSF (67% vs. 80% no 4T24), ambos registrando níveis piores que as expectativas da Companhia e do mercado em geral.

Nessa mesma base, em relação ao 3T25, tivemos um crescimento de 12,2%, explicado principalmente pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com um aumento de 13,9% na geração alocada no trimestre, já computada a garantia física alocada no MRE, além do impacto do GSF.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 4T25 foram de R\$ 130,4 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, conforme explicado em mais detalhe na seção "Participações Minoritárias da Auren", em [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

### Resultado Financeiro

#### | Tabela 17 | Resultado Financeiro Consolidado

| R\$ milhões                         | 4T25           | 4T24 proforma  | Var.          | 2025             | 2024 proforma    | Var.         |
|-------------------------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| Receitas Financeiras                | 319,0          | 313,4          | 1,8%          | 1.038,1          | 954,2            | 8,8%         |
| Despesas Financeiras <sup>1</sup>   | (751,0)        | (860,7)        | -12,7%        | (3.472,1)        | (2.592,7)        | 33,9%        |
| <b>Resultado Financeiro Líquido</b> | <b>(432,0)</b> | <b>(547,3)</b> | <b>-21,1%</b> | <b>(2.433,9)</b> | <b>(1.638,5)</b> | <b>48,5%</b> |

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 432,0 milhões no 4T25 comparado a uma despesa de R\$ 547,3 milhões no mesmo período de 2024.

- Receitas Financeiras:** incremento de 1,8% é explicado pelo reconhecimento da atualização a valor presente dos aportes associados às transações de autoprodução registradas no trimestre, compensado pelo menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 5,5 bilhões no 4T25 vs. R\$ 8,1 bilhões no 4T24).
- Despesas Financeiras:** R\$ 751,0 milhões no 4T25, comparada a despesa de R\$ 860,7 milhões no 4T24. O decréscimo de R\$ 109,7 milhões decorre, principalmente, de:
  - Encargos e Atualizações Monetárias:** variação de R\$ 101,3 milhões é explicada principalmente pela redução de R\$ 52,3 milhões nas despesas com juros, além de uma diminuição de R\$ 49,1 milhões no montante relativo à atualização monetária entre os trimestres, principalmente em função da redução da dívida bruta de R\$ 27,0 bilhões no 4T24 para R\$ 24,5 bilhões no 4T25.

<sup>1</sup> Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas demonstrações financeiras.

Na comparação com o 3T25 (R\$ 625,3 milhões), tivemos uma redução de 30,9%, devido principalmente aos custos de captação de R\$ 103,2 milhões relacionados às 2ª e 3ª Emissões de Debêntures da Auren Participações, incorridos no terceiro trimestre.

## Resultado Líquido

| Tabela 18 | Resultado Líquido Consolidado

| R\$ milhões                  | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.          | 2025           | 2024<br>proforma | Var.         |
|------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|--------------|
| <b>EBITDA</b>                | <b>1.474,9</b> | <b>389,3</b>     | <b>278,9%</b> | <b>4.033,8</b> | <b>3.102,5</b>   | <b>30,0%</b> |
| Depreciação e Amortização    | (477,5)        | (256,9)          | 85,9%         | (1.923,0)      | (1.371,5)        | 40,2%        |
| Equivalência Patrimonial     | 60,2           | (12,7)           | n.a.          | 205,3          | 156,0            | 31,6%        |
| Resultado Financeiro Líquido | (432,0)        | (547,3)          | -21,1%        | (2.433,9)      | (1.638,5)        | 48,5%        |
| Impostos (IR/CSLL)           | (271,0)        | 64,0             | n.a.          | (440,1)        | (281,2)          | 56,5%        |
| <b>Resultado Líquido</b>     | <b>354,7</b>   | <b>(363,6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557,9)</b> | <b>(32,7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou lucro de R\$ 354,7 milhões no 4T25 ante um prejuízo de R\$ 363,6 milhões no 4T24. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 1.474,9 milhões no 4T25 ante R\$ 389,3 milhões no 4T24, um acréscimo de R\$ 1.085,6 milhões detalhado anteriormente.
- Depreciação/Amortização:** R\$ 477,5 milhões no 4T25 ante R\$ 256,9 milhões no 4T24, um crescimento de R\$ 220,6 milhões, reflexo principalmente do ajuste contábil realizado no 4T24 para adequação da depreciação do ativo de Porto Primavera a valor justo (R\$ 190 milhões) e da amortização da mais-valia originada na aquisição da AES Brasil, que passou a ser contabilizada a partir do mês de novembro.
- Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 271,0 milhões no 4T25, gerado substancialmente pelo (i) IR/CS pagos na Comercializadora, (ii) IR/CS pagos nos ativos renováveis sob o regime do Lucro Presumido, e (iii) prejuízo fiscal decorrente de despesas financeiras apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo.
- Equivalência Patrimonial:** R\$ 60,2 milhões no 4T25 ante -R\$ 12,7 milhões no 4T24. A equivalência patrimonial foi negativa no 4T24 em função do menor resultado nas participações, reflexo, principalmente, da variação na marcação a mercado dos contratos futuros de energia, sem impacto caixa e nos dividendos recebidos pela Auren.

## Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 19 apresenta a Demonstração de Resultados de cada um dos segmentos, Geração, Comercialização e Holding, detalhando as eliminações necessárias para obtenção do resultado consolidado do período.

**| Tabela 19 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada – 4T25**

| R\$ milhões                                                            | Geração        | Comercialização | Holding        | Eliminações    | Consolidado    |
|------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Receita Líquida</b>                                                 | <b>1.702,3</b> | <b>2.916,1</b>  | <b>-</b>       | <b>(816,7)</b> | <b>3.801,7</b> |
| Custo com Compra de Energia                                            | (475,6)        | (2.874,8)       | -              | 816,7          | (2.533,8)      |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica                                       | (176,3)        | (0,1)           | 2,5            | -              | (173,9)        |
| <b>Margem Líquida</b>                                                  | <b>1.050,4</b> | <b>41,2</b>     | <b>2,5</b>     | <b>-</b>       | <b>1.094,1</b> |
| <i>Margem Líquida</i>                                                  | 61,7%          | 1,4%            | -              | -              | 28,8%          |
| <b>Custos e Despesas (PMSO)</b>                                        | <b>(249,3)</b> | <b>(43,1)</b>   | <b>(48,8)</b>  | <b>-</b>       | <b>(341,2)</b> |
| Outros Resultados Operacionais (ORO)                                   | 468,1          | 156,1           | (16,7)         | 114,6          | 722,1          |
| <b>EBITDA</b>                                                          | <b>1.269,2</b> | <b>154,1</b>    | <b>(63,1)</b>  | <b>114,6</b>   | <b>1.474,9</b> |
| Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)               | -              | (124,8)         | -              | (114,6)        | (239,4)        |
| Dividendos das Participações Minoritárias                              | 130,4          | -               | -              | -              | 130,4          |
| Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento (PMSO)       | 2,2            | -               | 3,7            | -              | 5,8            |
| Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO) | (24,8)         | -               | 0,4            | -              | (24,4)         |
| Baixa de Imobilizado (ORO)                                             | 24,1           | -               | 16,1           | -              | 40,2           |
| Reversão de <i>Impairment</i> (ORO)                                    | (325,7)        | -               | -              | -              | (325,7)        |
| Remensuração do Investimento Inicial da Way2 (ORO)                     | -              | (52,2)          | -              | -              | (52,2)         |
| <b>EBITDA Ajustado</b>                                                 | <b>1.075,4</b> | <b>(22,8)</b>   | <b>(42,9)</b>  | <b>-</b>       | <b>1.009,7</b> |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i>                                          | 63,2%          | -0,8%           | -              | -              | 26,6%          |
| Depreciação e Amortização                                              | (463,1)        | (4,8)           | (9,6)          | -              | (477,5)        |
| Equivalência Patrimonial                                               | 62,9           | (2,7)           | -              | -              | 60,2           |
| Resultado Financeiro Líquido                                           | (266,5)        | 16,1            | (181,6)        | -              | (432,0)        |
| <b>LAIR</b>                                                            | <b>602,5</b>   | <b>162,8</b>    | <b>(254,3)</b> | <b>114,6</b>   | <b>625,6</b>   |
| Impostos (IR/CSLL)                                                     | (202,2)        | (57,4)          | 27,6           | (39,0)         | (271,0)        |
| <b>Resultado Líquido</b>                                               | <b>400,3</b>   | <b>105,4</b>    | <b>(226,6)</b> | <b>75,7</b>    | <b>354,7</b>   |

## Endividamento

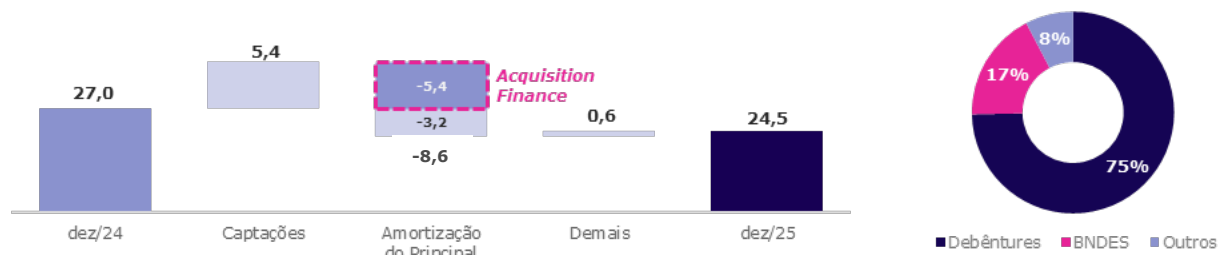
Em 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta consolidada da Companhia totalizou R\$ 24,5 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,5 bilhões em comparação ao fechamento de dezembro de 2024. O prazo médio da dívida foi estendido para cerca de 6,9 anos, superior aos 5,9 anos no final de 2024.

No encerramento do ano, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) atingiu 4,8x, redução de 0,9x com relação ao encerramento de 2024, refletindo, principalmente, os resultados das iniciativas de *liability management*, somados à maior disponibilidade dos ativos e às sinergias de PMSO capturadas.

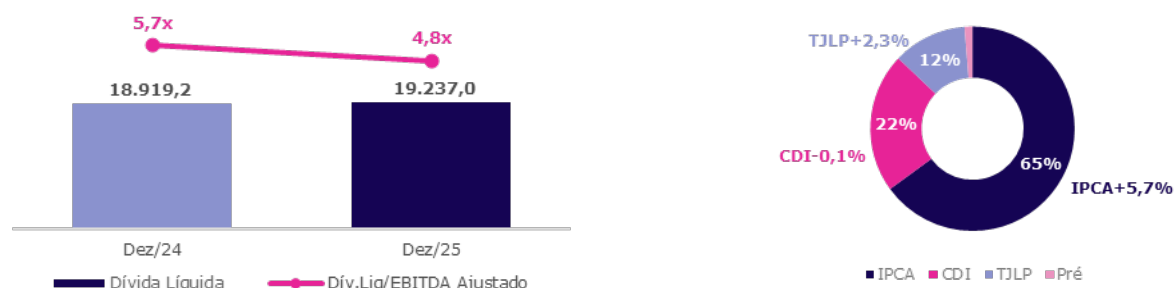
Vale destacar que, ao longo de 2025, a Auren executou e concluiu com sucesso sua estratégia de *liability management*, sustentada por um compromisso contínuo com eficiência e pela rigorosa disciplina na alocação de capital. Por meio de captações em condições atrativas, a Companhia promoveu o alongamento do prazo médio de suas dívidas em relação ao encerramento de 2024, reforçando o conforto de liquidez no curto prazo. Adicionalmente, a substituição de instrumentos de dívida por alternativas com taxas mais competitivas resultou em uma redução relevante do custo médio da dívida e otimizando a estrutura de capital. Em relação ao 3T25, tanto o prazo médio quanto o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado permaneceram em linha.

Considerando a dívida líquida, aproximadamente 65% do saldo está atrelado ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, proporcionando proteção natural contra oscilações futuras. Uma parcela reduzida, de apenas 22%, é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida bruta foi reduzido para CDI-2,8% ao ano.

| Gráfico 21 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta



| Gráfico 22 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Ao final do 4T25, a Auren registrou liquidez<sup>1</sup> de R\$ 5.457,0 milhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos anos. Conforme observado no Gráfico 23, a estratégia de *liability management* evitou a concentração de vencimentos relevantes nos próximos anos.

| Gráfico 23 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



| Tabela 20 | Endividamento (31 de dezembro de 2025)

| R\$ milhões                                       | Dez/25          | Dez/24          | Var.         | Set/25          | Var.         |
|---------------------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| <b>Dívida Bruta</b>                               | <b>24.521,3</b> | <b>27.044,7</b> | <b>-9,3%</b> | <b>24.828,9</b> | <b>-1,2%</b> |
| Instrumentos Financeiros Derivativos <sup>2</sup> | 8,7             | (182,6)         | n.a.         | 90,8            | -90,4%       |
| Arrendamentos                                     | 164,1           | 170,6           | -3,8%        | 166,0           | -1,2%        |
| <b>Dívida Bruta Ajustada<sup>3</sup></b>          | <b>24.694,1</b> | <b>27.032,7</b> | <b>-8,7%</b> | <b>25.085,7</b> | <b>-1,6%</b> |
| Liquidez <sup>4</sup>                             | 5.457,0         | 8.113,5         | -32,7%       | 6.062,3         | -10,0%       |
| <b>Dívida Líquida</b>                             | <b>19.237,0</b> | <b>18.919,2</b> | <b>1,7%</b>  | <b>19.023,4</b> | <b>1,1%</b>  |
| EBITDA Ajustado                                   | 3.968,3         | 3.309,9         | 19,9%        | 3.848,5         | 3,1%         |
| <b>Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>             | <b>4,8x</b>     | <b>5,7x</b>     | <b>-0,9x</b> | <b>4,9x</b>     | <b>-0,1x</b> |

<sup>1</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

<sup>2</sup> Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

<sup>3</sup> Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

<sup>4</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia, incluindo as características individuais de cada emissão, acesse a [Planilha Interativa](#) disponível em formato Excel no *website* de Relações com Investidores.

### Covenants Financeiros – Auren Operações

Ao final de dezembro de 2025, R\$ 3,8 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentavam *covenants* financeiros na subsidiária Auren Operações, sendo eles: (i) limite de até 4,5x de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, que encerrou o período em 2,18x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,66x, atendendo à obrigação contratual.

Ao final do processo de reestruturação societária, caso concluído conforme planejado, a Companhia deixará de possuir *covenants* de Dívida Líquida/EBITDA em sua estrutura de endividamento. Nesse cenário, as dívidas atualmente contratadas na Auren Operações passarão a contar com garantia corporativa da Auren Energia.

### Ratings

Ao longo do 4T25, a *Fitch* reafirmou o *rating* corporativo da Auren no grau máximo (AAA), mantendo a perspectiva estável. A decisão reforça a capacidade financeira da Auren mesmo em um contexto de alavancagem elevada, refletindo os efeitos positivos da integração dos ativos e a confiança da agência no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Companhia.

Para mais detalhes, acesse [Informação Financeiras – Ratings](#) no website de Relações com Investidores da Companhia.

### Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 21 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

| R\$ milhões                                                          | 4T25           | 4T24<br>proforma | Var.             | 2025             | 2024<br>Proforma | Var.             |
|----------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| EBITDA Ajustado                                                      | 1.009,7        | 889,8            | 13,5%            | 3.968,3          | 3.309,9          | 19,9%            |
| Não Recorrentes Relacionadas às Iniciativas de Crescimento           | 5,8            | 79,6             | -92,7%           | 35,3             | 92,9             | -61,9%           |
| IR/CS Caixa                                                          | (47,8)         | (12,6)           | 281,1%           | (252,5)          | (227,3)          | 11,1%            |
| Capital de Giro e Outros                                             | (70,0)         | 15,3             | n.a.             | 253,2            | 292,9            | -13,6%           |
| CAPEX <i>Sustaining</i>                                              | (167,2)        | (26,6)           | n.a.             | (353,2)          | (274,3)          | 28,8%            |
| <b>Fluxo de Caixa Operacional (FCO)</b>                              | <b>730,5</b>   | <b>945,5</b>     | <b>-22,7%</b>    | <b>3.651,2</b>   | <b>3.194,1</b>   | <b>14,3%</b>     |
| Serviço da Dívida                                                    | (576,1)        | (437,0)          | 31,8%            | (2.329,7)        | (1.535,2)        | 51,7%            |
| <b>FCO após Serviço da Dívida</b>                                    | <b>154,3</b>   | <b>508,5</b>     | <b>-69,7%</b>    | <b>1.321,5</b>   | <b>1.658,9</b>   | <b>-20,3%</b>    |
| <b>Índice de Conversão de Caixa</b>                                  | <b>15,3%</b>   | <b>57,1%</b>     | <b>41,9 p.p.</b> | <b>33,3%</b>     | <b>50,1%</b>     | <b>16,8 p.p.</b> |
| CAPEX Projetos                                                       | (299,3)        | (277,7)          | 7,8%             | (617,1)          | (798,6)          | -22,7%           |
| Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais                | (27,0)         | 57,4             | n.a.             | (77,6)           | 12,0             | n.a.             |
| Captações                                                            | 174,6          | 7.902,8          | -97,8%           | 5.321,1          | 12.099,3         | -56,0%           |
| Amortizações                                                         | (696,3)        | (2.030,9)        | -65,7%           | (8.499,5)        | (3.979,2)        | 113,6%           |
| Resgate (Aplicação) de Aplicações Financeiras                        | 40,0           | -                | n.a.             | (553,7)          | -                | n.a.             |
| Aumento de Capital em Investidas                                     | 6,0            | 62,2             | -90,4%           | (4,7)            | 50,9             | n.a.             |
| Dividendos                                                           | -              | -                | n.a.             | (241,8)          | (492,0)          | -50,8%           |
| Aquisição de Investimento                                            | -              | (6.358,7)        | n.a.             | (80,3)           | (6.524,0)        | -98,8%           |
| Recebimento Alienação de Investidas                                  | -              | -                | n.a.             | 63,5             | 31,5             | 101,4%           |
| Recompra de Ações                                                    | (5,5)          | (53,6)           | -89,7%           | (5,5)            | (53,6)           | -89,7%           |
| Aquisição de Investimento - Esfera                                   | -              | -                | n.a.             | (0,4)            | (57,9)           | -99,2%           |
| <b>Fluxo de Caixa Livre</b>                                          | <b>(653,2)</b> | <b>(190,0)</b>   | <b>n.a.</b>      | <b>(3.374,4)</b> | <b>1.947,2</b>   | <b>n.a.</b>      |
| Saldo de Caixa Inicial                                               | 4.479,4        | 7.390,5          | -39,4%           | 7.200,5          | 5.253,3          | 37,1%            |
| <b>Saldo de Caixa Final</b>                                          | <b>3.826,1</b> | <b>7.200,6</b>   | <b>-46,9%</b>    | <b>3.826,1</b>   | <b>7.200,6</b>   | <b>-46,9%</b>    |
| Fundo Liquidez – Conta Reserva                                       | 1.074,6        | 910,3            | 18,1%            | 1.074,6          | 910,3            | 18,1%            |
| Aplicações Financeiras                                               | 556,3          | 2,6              | n.a.             | 577,9            | 2,6              | n.a.             |
| <b>Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras</b> | <b>5.457,0</b> | <b>8.113,5</b>   | <b>-32,5%</b>    | <b>5.478,7</b>   | <b>8.113,5</b>   | <b>-32,5%</b>    |

Alguns dos principais efeitos que influenciaram a variação no fluxo de caixa livre entre os períodos são:

- a) Capital de Giro:** a diminuição do capital de giro neste trimestre, em comparação ao ano anterior, é explicada pelo maior pagamento de ressarcimentos, no montante de R\$ 83,8 milhões, em comparação com os valores provisionados (R\$ 143,3 milhões no 4T25).
- b) Serviço de Dívida:** R\$ 576,1 milhões no 4T25, a variação de R\$ 139,1 milhões comparado ao 4T24 é explicada, principalmente pela emissão de dívidas ao longo do 4T24 com início de pagamento de juros no ano de 2025, dentre os quais a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões) e o *acquisition financing*, posteriormente liquidado antecipadamente com recursos do caixa e emissões associadas ao *liability management*.
- c) Captações e Amortizações:** saldo líquido entre captações e amortizações negativo em R\$ 521,7 milhões, como resultado, principalmente, de amortizações programadas das dívidas da Companhia. A captação de R\$ 174,6 milhões realizada no 4T25 refere-se ao desembolso do BNDES Fundo Clima.
- d) Capex Sustaining:** a despesa de Capex relacionada à manutenção dos ativos no 4T25, de R\$ 167,2 milhões, refere-se majoritariamente ao plano de melhoria da disponibilidade dos ativos adquiridos, cujos avanços estão detalhados na seção "Desempenho Operacional da Geração" deste documento.
- e) Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 4T25, de R\$ 299,3 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Ao longo de 2025 já foram investidos R\$ 485,4 milhões em Cajuína 3, cerca de 65% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 50,5% no final de dezembro.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Outras Informações Relevantes

Estratégia de Imunização no Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - VIVEST

Plano de Aposentadoria e Pensão CESP

A Previc aprovou, em novembro de 2025, a nova taxa de juros atuarial de 6,28% para o PSAP/CESP B1, conforme antecipado no [Release 2T25](#). Como resultado dessa aprovação e da estratégia de imunização, o déficit atuarial atribuível à CESP foi reduzido de R\$ 1,7 bilhão (projeção sem imunização) para R\$ 929 milhões ao final de 2025, superando a estimativa da Companhia.

A estratégia de imunização, implementada pela Vivest ao longo de 2025, consistiu na realocação da maior parte dos ativos garantidores para títulos públicos indexados ao IPCA e marcados na curva. Essa decisão permitiu melhorar o casamento entre ativos e passivos, reduzir volatilidade e mitigar risco de reinvestimento. Como consequência, as contribuições extraordinárias de responsabilidade da CESP previstas para 2026 diminuíram em R\$ 47 milhões frente ao cenário sem imunização. A Tabela 22 apresenta os resultados detalhados:

| Tabela 22 | Déficit Previc CESP e Contribuição Extraordinária

|                                                 | Déficit Atuarial<br>(R\$ milhões) | Redução em Relação ao Realizado de 31/12/2024 |      | Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP (R\$ milhões) |              | Redução em Relação ao Cenário de 31/12/2025 Sem Imunização |      |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------|------|---------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------------------------------|------|
|                                                 |                                   | (R\$ milhões)                                 | Var. | Ano Corrente                                                              | Ano Seguinte | (R\$ milhões)                                              | Var. |
| Realizado 31/12/2024                            | 1.808                             | -                                             | -    | 134                                                                       | 137          |                                                            |      |
| Cenário 31/12/2025 Sem Estratégia de Imunização | 1.700                             | -108                                          | -6%  | 137                                                                       | 168          | -                                                          | -    |
| Realizado 31/12/2025                            | 929                               | -879                                          | -49% | 137                                                                       | 121          | -47                                                        | -28% |

Essa estratégia não gera impactos imediatos nas demonstrações contábeis da Companhia, pois os ativos continuam sendo mensurados a valor justo e a taxa de desconto segue as taxas de mercado das NTN-Bs. Como a imunização utiliza marcação na curva, ela não altera esses critérios de mensuração, não produzindo efeitos contábeis imediatos.

| Tabela 23 | Déficit Atuarial CESP pela Metodologia CPC33

| Déficit Atuarial CESP pela Metodologia do CPC33 | 31/12/2025 | 31/12/2024 |
|-------------------------------------------------|------------|------------|
| Déficit Atuarial Estimado (R\$ milhões)         | 918        | 841        |

Plano de Aposentadoria e Pensão Auren Operações

De maneira análoga ao realizado pela CESP, a Companhia adotou a estratégia de troca do indexador do plano PSAP/Auren Operações de IGP-DI para o IPCA e iniciou, em dezembro de 2025, a imunização do plano com o alinhamento da rentabilidade e dos vencimentos dos ativos aos compromissos futuros do plano.

Como consequência da imunização, reduziu-se o déficit atuarial da Auren Operações R\$ 112 milhões e evitou-se o aumento das contribuições extraordinárias anuais em R\$ 7 milhões a partir de 2026. Embora a alteração do indexador do plano tenha sido aprovada pela Vivest em novembro de 2025, seus efeitos estão sujeitos à formalização da Previc, que dispõe de até 55 dias úteis para se manifestar a partir da data de submissão da solicitação pela Companhia, realizada em 29 de dezembro de 2025. Os resultados estão detalhados na Tabela 24.

| Tabela 24 | Déficit Previc Auren Operações e Contribuição Extraordinária

|                                                 | Déficit Atuarial<br>(R\$ milhões) | Redução em Relação ao Realizado de 31/12/2024 |      | Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP (R\$ milhões) |              | Redução em Relação ao Cenário de 31/12/2025 Sem Imunização |      |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------|------|---------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------------------------------|------|
|                                                 |                                   | (R\$ milhões)                                 | %    | Ano Corrente                                                              | Ano Seguinte | (R\$ milhões)                                              | %    |
| Realizado 31/12/2024                            | 155                               | -                                             | -    | 8                                                                         | 8            |                                                            |      |
| Cenário 31/12/2025 Sem Estratégia de Imunização | 117                               | -38                                           | -25% | 8                                                                         | 12           | -                                                          | -    |
| Realizado 31/12/2025                            | 43                                | -112                                          | -72% | 8                                                                         | 5            | -7                                                         | -58% |

| Tabela 25 | Déficit Atuarial Auren Operações pela Metodologia CPC33

| Déficit Atuarial Auren Operações pela Metodologia do CPC33 | 31/12/2025 | 31/12/2024 |
|------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Déficit Atuarial (R\$ milhões)                             | 23,9       | 18,9       |

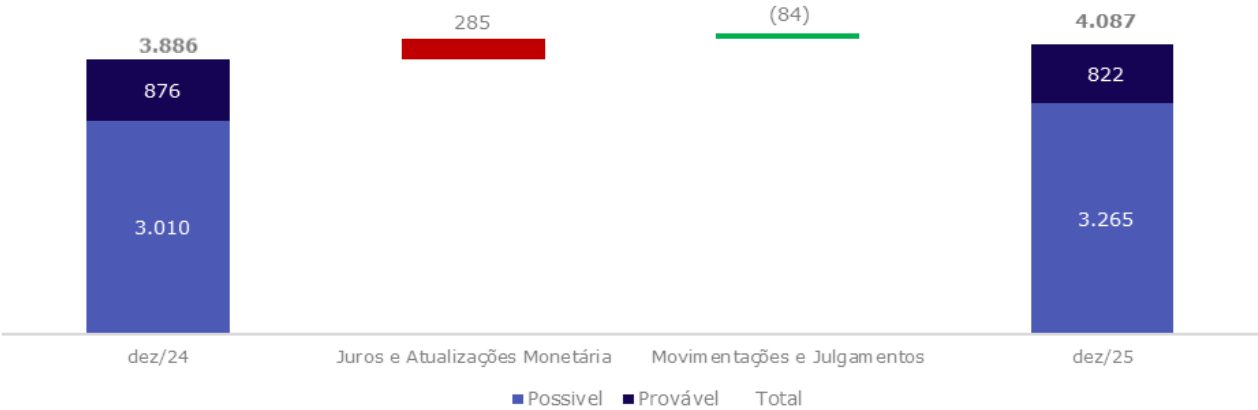
Contencioso Passivo

A divulgação do contencioso passivo da Auren, alinhada às melhores práticas de mercado, engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda é classificada como provável e possível.

Atualmente, a Companhia figura como parte em processos judiciais que totalizam R\$ 822 milhões em provisões (perdas prováveis) e R\$ 3.265 milhões em contingências classificadas como perda possível. O valor consolidado, de R\$ 4.087 milhões, representa um aumento de R\$ 200 milhões em relação ao registrado no 4º trimestre de 2024, reflexo esperado de correção monetária e demais movimentações processuais (Gráfico 24).

A distribuição do risco provisionado por natureza jurídica, apresentada no Gráfico 25, sob a denominação de “Perfil do Contencioso Passivo”, revela a predominância da carteira cível, que concentra 59% do risco provável. Esta abrange, majoritariamente, ações indenizatórias, bem como demandas de natureza regulatória e imobiliária (excetuando-se casos de desapropriação), com o total de 1.198 ações em curso.

| Gráfico 24 | Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível (% Total)



Das movimentações e julgamentos, no montante de R\$ 84 milhões no ano de 2025, conforme apresentadas no Gráfico 24, R\$ 78 milhões representaram um desembolso de caixa.

| Gráfico 25 | Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



A Companhia reforça que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.



# 4Q 25 Earnings Release

MARCH  
2026

**CONTENTS**

**The Quarter at a Glance..... 4**

**Message from Management ..... 6**

**Energy Market ..... 8**

**Performance by Business Unit ..... 14**

    Generation ..... 14

    Auren's Noncontrolling Interests..... 27

    Commercialization ..... 29

**Consolidated Financial Performance..... 31**

**Other Material Information ..... 40**

## Earnings Call

**March 04, 2026**

(In Portuguese with simultaneous translation into English)

**10:00 am** (Brasília) | **08:00 am** (New York) | **1:00 pm** (London)

[Click here](#) to view the webcast.

Earnings Presentation available at: [ri.aurenenergia.com.br](https://ri.aurenenergia.com.br)

## Contact Information

### Investor Relations

- **Mateus Ferreira** (Financial and Investor Relations Vice President)
- **Marcelo Sá** (Investor Relations Officer)
- **Juliana Ramirez** (Investor Relations Manager)
- **Emille Reckia** (Investor Relations Consultant)
- **Bruna Freixo** (Investor Relations Analyst)
- **Bruno Tavares** (Investor Relations Analyst)

[ri@aurenenergia.com.br](mailto:ri@aurenenergia.com.br)

[ri.aurenenergia.com.br](https://ri.aurenenergia.com.br)

As of December 31, 2025:

**AURE3:**

R\$ 11.87

**Market Cap:**

R\$ 12.5 billion

## The Quarter at a Glance

Auren reports **Adjusted EBITDA of R\$ 1.0 billion** in 4Q25, achieving a **record Adjusted EBITDA of R\$ 4.0 billion in 2025, up 20%** compared to 2024 pro forma

**Synergy Captures:** Auren continued to capture recurring synergies in PMSO expenses, generating savings of R\$ 66.0 million in 4Q25 and totaling **R\$ 278.7 million since the acquisition of AES Brasil**, completed on October 31, 2024. This amount exceeds the previously indicated annual level of R\$ 250 million, and more than doubled the amount initially announced at the time of the transaction of R\$ 120 million.

**Wind Asset Availability:** in December, we recorded **average availability of 94.6% across the incorporated wind assets**, surpassing the 95% level in the final two weeks of the month. This was achieved one year ahead of the timeline established during the due diligence process. Wind assets generated 1.2 GWavg<sup>1</sup>, 4.9% less than the same period in 2024, equivalent to 86.0% of the certified P90 generation. **Potential generation exceeded the P50 certification both in the quarter and in the year, reinforcing the quality of the assets and the accuracy of the updated certifications.** In 4Q25, potential generation<sup>2</sup> – excluding curtailment – reached 111.5% of P90 and 101.6% of P50. In 2025, potential generation reached 109.7% of P90 and 100.2% of P50.

**Adjusted EBITDA and Leverage:** Auren reported an **adjusted EBITDA of R\$ 1.0 billion in 4Q25**, an increase of 13.5% on the same period last year. In 2025, **Adjusted EBITDA totaled R\$ 4.0 billion**, up 19.9% compared to proforma 2024 (R\$ 3.3 billion). Leverage at the end of the quarter stood at **4.8x Net Debt/LTM Adjusted EBITDA**. During the quarter, we recognized **indemnification for CESP's prudent investments** in the amount of R\$ 498.8 million, based on the reference date corresponding to the end of the concession agreements, **with a positive impact of R\$ 142.8 million on Adjusted EBITDA**.

**Benefits of a Diversified Portfolio:** in 4Q25, the Company secured modulation gains of R\$ 70.4 million, stemming from the Company's hourly generation profile and prevailing market price dynamics, **helping to offset a significant portion of the curtailment impact**. After accounting for modulation gains, the net curtailment impact in the quarter was R\$ 137.0 million. Over 2025, **the Company recorded gains of R\$ 195.9 million from modulation and a net negative curtailment impact of R\$ 333.6 million**.

**Pension Liability Immunization:** Previc approved the actuarial rate of 6.28% for the CESP plan, confirming a reduction of **R\$ 879 million** in the actuarial deficit and preventing an increase of approximately **R\$ 47 million** in annual contributions starting in 2026. Following the same approach adopted at CESP, the immunization strategy was also implemented for the Auren Operações plan, aligning asset returns and maturities with future liabilities. Among other benefits, this strategy reduces the Company's actuarial deficit by **R\$ 112 million** and avoids an increase of **R\$ 7 million** in annual contributions from 2026.

**Law 15.269/2025 and Public Consultation No. 210:** Law No. 15.269/2025 was enacted on November 24, 2025. The approved legislation allows **reimbursement for generation cuts (curtailment) related to operational reliability risks** in the National Interconnected Grid. To regulate these provisions, the Ministry of Mines and Energy (MME) launched Public Consultation No. 210 on December 31, 2025. Following the conclusion of the public contribution period, we are awaiting the publication of the final regulation by the MME.

<sup>1</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

<sup>2</sup> Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

**| Table 1 | Period Overview – Operational and Financial Information**

### Operational Headlines

| Generation (MWavg)                           | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change       | 2025           | 2024<br>proforma | Change      |
|----------------------------------------------|----------------|------------------|--------------|----------------|------------------|-------------|
| Hydro                                        | 1,812.6        | 2,033.1          | -10.8%       | 1,937.7        | 1,831.0          | 5.8%        |
| Wind <sup>1</sup>                            | 1,178.2        | 1,238.6          | -4.9%        | 1,242.0        | 1,139.6          | 9.0%        |
| Solar <sup>1</sup>                           | 178.2          | 189.4            | -5.9%        | 172.8          | 141.0            | 22.5%       |
| <b>Total Proprietary Assets</b>              | <b>3,169.0</b> | <b>3,461.1</b>   | <b>-8.4%</b> | <b>3,352.5</b> | <b>3,111.6</b>   | <b>7.7%</b> |
| Interests <sup>2</sup>                       | 305.0          | 307.7            | -0.9%        | 259.4          | 356.0            | -27.1%      |
| <b>Total Proprietary Assets and Holdings</b> | <b>3,474.0</b> | <b>3,768.7</b>   | <b>-7.8%</b> | <b>3,611.9</b> | <b>3,467.6</b>   | <b>4.2%</b> |

| Average Availability<br>Wind Assets | 4Q25  | 4Q24<br>proforma | Change<br>(p.p.) | 2025  | 2024<br>proforma | Change<br>(p.p.) |
|-------------------------------------|-------|------------------|------------------|-------|------------------|------------------|
| Consolidated Portfolio              | 94.2% | 92.5%            | <b>1.7</b>       | 93.6% | 87.9%            | <b>5.7</b>       |
| Acquired Assets                     | 93.0% | 90.6%            | <b>2.4</b>       | 92.1% | 84.0%            | <b>8.1</b>       |

### Summary Financials

| R\$ million                                   | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025            | 2024<br>proforma | Change        |
|-----------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|---------------|
| <b>Net Revenue</b>                            | <b>3,801.7</b> | <b>3,598.9</b>   | <b>5.6%</b>   | <b>13,177.0</b> | <b>11,250.8</b>  | <b>17.1%</b>  |
| Generation                                    | 1,702.3        | 1,795.5          | -5.2%         | 6,556.1         | 6,088.6          | 7.7%          |
| Sales                                         | 2,916.1        | 2,602.9          | 12.0%         | 9,244.4         | 7,079.8          | 30.6%         |
| Eliminations                                  | (816.7)        | (799.5)          | 2.2%          | (2,623.6)       | (1,917.6)        | 36.8%         |
| <b>Adjusted EBITDA<sup>3</sup></b>            | <b>1,009.7</b> | <b>889.8</b>     | <b>13.5%</b>  | <b>3,968.3</b>  | <b>3,309.9</b>   | <b>19.9%</b>  |
| Generation                                    | 1,075.4        | 954.1            | 12.7%         | 3,940.8         | 3,238.3          | 21.7%         |
| Sales                                         | (22.8)         | (31.3)           | -27.1%        | 170.9           | 202.1            | -15.4%        |
| Holding Company and Pipeline                  | (42.9)         | (33.0)           | 30.0%         | (143.5)         | (130.6)          | 9.8%          |
| Adjusted EBITDA Margin                        | 26.6%          | 24.7%            | 1.8 p.p.      | 30.1%           | 29.4%            | 0.7 p.p.      |
| <b>Net Profit</b>                             | <b>354.7</b>   | <b>(363.6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557.9)</b>  | <b>(32.7)</b>    | <b>n.a.</b>   |
| <b>Operating Cash Flow after Debt Service</b> | <b>154.3</b>   | <b>508.5</b>     | <b>-69.7%</b> | <b>1,321.5</b>  | <b>1,658.9</b>   | <b>-20.3%</b> |
| Cash Conversion Ratio                         | 15.3%          | 57.1%            | -41.9 p.p.    | 33.3%           | 50.1%            | -16.8 p.p.    |
| Net Debt                                      | 19,237.0       | 18,919.2         | 1.7%          | 19,237.0        | 18,919.2         | 1.7%          |
| <b>Leverage</b>                               | <b>4.8x</b>    | <b>5.7x</b>      | <b>-0.9x</b>  | <b>4.8x</b>     | <b>5.7x</b>      | <b>-0.9x</b>  |

**Note:** The Financial Performance section of this release presents an analysis of the Company's main earnings components. Given the completion of the acquisition of AES Brasil Energia S.A. on October 31, 2024, and in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 4Q25 data, the figures related to the 2024 Financial Statements are presented on an unaudited pro forma basis, and embrace the combined operations of AES Brasil Energia S.A. and the Company from 01/01/2024, solely to facilitate a comparative analysis. The accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., as disclosed in the 2024 Quarterly Financial Statements, were accordingly consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. Additionally, reclassifications were made to items in the statement of profit or loss (DRE) to facilitate a comparative analysis and improve presentation.

<sup>1</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability (REL), after reaching the allowance. For wind energy, this includes 100% of the Installed Capacity from Tucano Holding III (155 MW), a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

<sup>2</sup> The variation in generation from assets with noncontrolling ownership between the figures for the full years of 2024 and 2025 is due to extraordinary generation in 1H24, driven by higher-than-average rainfall volumes during that period. Generation was weighted by Auren's indirect economic interest.

<sup>3</sup> Adjustments detailed in the "Financial Performance" section.

## Message from Management

The year 2025 was transformational for Auren, marked by the successful execution and completion of the acquisition of AES Brasil, acquired on October 31, 2024. The transaction resulted in the creation of one of the largest energy trading companies and the third-largest energy generation company in Brazil, with 8.7 GW<sup>1</sup> of installed capacity and a portfolio balanced across hydro, wind and solar sources. The merger process was completed in just 10 months, delivering gains above the original plan and achieving key milestones ahead of schedule.

In the first quarter of 2025, we began to observe improvements in the availability of the acquired wind assets, reflecting the turnaround strategy implemented by the Company. We also initiated the Liability Management process, with the prepayment of 59% of the R\$ 5.4 billion acquisition financing. In the second quarter, all incorporated assets were integrated into Auren's performance management system, and the consolidation of the Operations Center in Bauru was completed. In the third quarter, we completed the go-live of the unified SAP system, integrated the Shared Services Center and finalized the Liability Management process, with the full early settlement of the acquisition financing. As a result, the average debt maturity was extended to 6.9 years, and the average cost of debt was significantly reduced, currently equivalent to CDI less 2.8% per year. In the fourth quarter, we completed the capture of recurring PMSO (People, Materials, Services and Others) synergies, reaching R\$ 278.7 million, above the expected annual level of R\$ 250.0 million, which had already represented more than double the R\$ 120 million initially announced at the time of the transaction. In December, average availability of the incorporated wind assets reached 94.6%, an increase of 10.6 p.p. compared to the 2024 average, achieving the 95% level one year ahead of the timeline established in the asset appraisal.

The year 2025 was also marked by a worsening of curtailment, driven by a combination of factors, including: constraints in the core transmission grid, load below expectations due to milder temperatures, higher penetration of distributed micro and mini generation, which reached 10% of total load in 4Q25, increased thermal dispatch due to new risk aversion parameters and technical improvements in pricing models. According to the National Electric System Operator (ONS), the annual average of generation cuts recorded in 2025 in the National Interconnected Grid, excluding the reimbursable portion associated with the External Unavailability Ratio (REL), reached 14.5% for wind and 21.0% for solar (vs. 6.1% and 11.2%, respectively, in 2024).

The year also saw important regulatory progress, notably the processing of Provisional Measure No. 1,304/2025 and the enactment of Law No. 15,269/2025, which established guidelines for key structural matters in the sector, including adjustments to the self-production by equivalence model, opening of the low-voltage market, formal recognition, for the first time, of compensation for generation cuts related to reliability of the SIN. For Auren, this type of curtailment represented approximately 50% of the generation cuts during the period covered by the law (September 2023 to November 2025), with an estimated impact of approximately R\$ 312.0 million, assuming full compensation. On December 31, the MME launched Public Consultation No. 210 to establish the Commitment Agreement that will enable such compensation, detailing classification criteria for generation cuts, rules for simultaneous occurrences of generation cuts of different natures, reassessment of the calculation base by the ONS and the compensation schedule.

Auren's diversified portfolio became even more important in this challenging situation. Designed to address the growing complexity of the energy sector and the increasing demand for flexibility, our portfolio of assets has consistently demonstrated resilience. Our portfolio mix during the quarter allowed us to secure R\$ 70.4 million in modulation gains, due to our hourly generation profile and price dynamics. The impact of the curtailments on net income was R\$ 207.5 million in the quarter vs. R\$ 195.5 million in 3Q25. Excluding modulation gains, the net impact in the fourth quarter totaled R\$ 137.0 million. In 2025, the curtailment impact reached R\$ 529.5 million. This effect was partially offset by modulation gains of R\$ 195.9 million recorded during the period, resulting in a net negative impact of R\$ 333.6 million.

It is important to highlight the operational performance of the wind assets in 2025. Average energy production reached 1,242 MWavg<sup>2</sup> for the year, 9.0% higher than in 2024 and equivalent to 92.9% of the 90th percentile (P90) of the assets' certified production curve. When analyzing potential generation – excluding the curtailment impact – 2025 generation would have totaled 1,469 MWavg or 100.2% of the 50 percentile (P50) and 109.7% of the 90 percentile (P90), reflecting the quality and resilience of the Company's assets.

In terms of financial performance, Adjusted EBITDA reached R\$ 1.0 billion in 4Q25, a 13.5% or R\$ 119.9 million increase on the same period last year. Adding to the Adjusted EBITDA of R\$ 3.0 billion reported in 9M25, the Company delivered Adjusted EBITDA of R\$ 4.0 billion in 2025, up 19.9% compared to 2024. This performance reflects the full commissioning of Tucano, Cajuína, Jaíba and Água Vermelha VII, improved availability of the incorporated wind assets and the capture of PMSO synergies. We ended the quarter with a leverage ratio of 4.8x (Net Debt to Adjusted EBITDA).

Excluding the impact of the recognition of the CESP Prudent Investments Indemnification (R\$ 142.8 million), Adjusted EBITDA in 4Q25 would have totaled R\$ 866.9 million, a decrease of 2.6% compared to the same period last year. The main headwinds were curtailment and GSF (67% vs. 80% in 4Q24), both at levels worse than expected by the Company and

<sup>1</sup> Installed capacity includes 50% of the capacity of Tucano Holding III (77 MW), a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). Tucano Holding III's total installed capacity is 155 MW.

<sup>2</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

the market overall. On the same basis, compared to 3Q25, Adjusted EBITDA increased 12.2%, mainly driven by hydro seasonality, with a 13.9% increase in allocated generation in the quarter, already counting the firm energy allocated in the MRE, in addition to the impact of GSF.

In its ongoing pursuit of optimization, the Company also explored additional avenues to unlock further synergies, including reallocation of energy backing to enable the execution of long-term self-production agreements, immunization of the CESP and Auren Operações pension plans and corporate reorganization.

Throughout 2025, we made significant progress in addressing the pension deficit at both CESP and Auren Operações, with the implementation of the pension plan immunization strategy (VIVEST), aligning asset returns and maturities with future liabilities, taking advantage of higher interest rates. Among the benefits of this strategy, there is the reduction of the actuarial deficit by R\$ 879 million at CESP and R\$ 112 million at Auren Operações (formerly AES Operações) as of year-end 2025 and reduction in required Company contributions by R\$ 47 million and R\$ 7 million, respectively, compared to previously projected amounts.

This preparatory work for the corporate reorganization, in turn, got underway in 3Q25, with the process to secure the required waivers, with a view to the consolidation of hydro assets under a single vehicle (CESP), a simplified corporate structure by reducing the number of publicly traded companies and greater efficiency in cash management and debt allocation. We expect to complete the restructuring process during 2026.

Lastly, on October 14, 2025, ANEEL's Executive Board approved CESP's right to receive R\$ 498.8 million in compensation for prudent investments made during the concession periods of the Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna and Jaguari HPPs. MME will then define the funding source, payment schedule and applicable monetary restatement index for the compensation. These topics have also been addressed in the scope of MME Public Consultation No. 190, dated July 2025. We expect this final stage to also be concluded during 2026.

Auren maintains a bullish view on long-term energy prices, projecting convergence toward the marginal cost of expansion as oversupply gradually declines through 2030. This scenario should benefit the Company over the medium and long term, particularly given its more uncontracted portfolio starting in 2028. Throughout 2025, there was a meaningful increase in the medium and long-term forward energy price curve, accompanied by substantial upward revisions to long-term assumptions by analysts and investors, who on average are now working with price levels above R\$ 200/MWh.

After a 2025 marked by intense regulatory activity and a significant increase in the power sector risk premium, an environment that highlighted the urgency of final solutions to structural challenges, early 2026 signals tangible progress in that direction. The prospect of a solution to the curtailment issue represents a relevant step forward. We believe that reducing regulatory uncertainty is essential for the power sector to regain its long-term planning capacity and mobilize the investments required to ensure economic sustainability and continued expansion of the energy matrix.

Although 2026 will still reflect part of the recent operational and regulatory pressures, the year represents an important transition period, with fundamentals beginning to point toward a more balanced outlook. From 2027 onward, we expect stronger EBITDA growth and cash generation, more fully reflecting the structural initiatives implemented since the merger with AES Brasil and accelerating the Company's deleveraging process.

Throughout 2026, we will focus on refining internal processes, completing the corporate restructuring, implementing a zero-based budget approach and continuously pursuing efficiency gains, positioning the Company to fully capture emerging opportunities.

We remain confident in the sector's attractiveness and committed to contributing to its development through technical rigor, innovation, sustainability and operational excellence. We are grateful for the trust and continued support of our customers, employees, shareholders and partners.

**Fabio Zanfelice**  
CEO

**Mateus Ferreira**  
Chief Financial and  
Investor Relations Officer

## Energy Market

4Q25 was marked by a combination of factors affecting the operation of the National Interconnected Grid (SIN), notably adverse hydrological conditions. Reservoir replenishment was below expectations at the beginning of the wet season, and hydro generation came in below the seasonal pattern estimated for the volume of firm energy allocated by MRE participants, contributing to a deterioration in GSF. In addition, the quarter was characterized by higher curtailment compared to 2024, although with a slight reduction relative to 3Q25. The average PLD in the Southeast/Midwest submarket (SE/MW) was slightly above the previous quarter, with similar levels of submarket decoupling and volatility.

Reflecting a weaker-than-historical-average start to the wet season, reservoirs ended December at 45% of maximum capacity. This level was 10 p.p. above the ten-year historical average, but 7 p.p. and 10 p.p. below December 2024 and September 2025 levels, respectively.

Milder temperatures led to load below ONS forecasts for the third consecutive quarter. The 13 p.p. year-on-year decline in GSF (67% in 4Q25 vs. 80% in 4Q24) was primarily driven by: higher allocation of MRE firm energy during the period (8 p.p. impact), lower hydro dispatch in the system (5 p.p. impact). Average generation in 4Q25 totaled 40 GWavg, compared to 43 GWavg in 4Q24.

Curtailment in 4Q25 showed a slight reduction compared to 3Q25, maintaining a downward trend throughout the quarter. October recorded the highest level in the historical series, while December posted the lowest level of cuts since April 2025. For wind generation in the SIN, total curtailment in 4Q25 reached 23.1% (3.9 GWavg), significantly above the 7.7% recorded in 4Q24 and the 20.6% reported in the third quarter of 2025. For solar generation, total curtailment in the SIN reached 23.8% (1.2 GWavg) in 4Q25, also above the 12.2% recorded in 4Q24, but substantially lower than the 33.2% observed in the third quarter of 2025.

The average PLD in the Southeast/Midwest submarket was R\$ 265/MWh in the quarter, with intraday volatility of 36%. This is slightly above the average PLD of R\$ 252/MWh in 3Q25, with similar intraday volatility (38%) and an average price of R\$ 218/MWh and intraday volatility of 33% in 4Q24. Despite a higher AML, the SE/MW submarket showed similar spreads compared to the Northeast submarket, with an average difference of R\$ 12/MWh over the third and fourth quarters of 2025 versus R\$ 11/MWh in 4Q24.

The dynamics outlined above highlight both the challenges during the quarter, especially those imposed by GSF and curtailment, and the opportunities for securing modulation gains under the current PLD dynamics. These effects will be detailed in the following paragraphs.

## Climatology

For the third consecutive quarter, temperatures in the South and Southeast/Midwest regions remained generally below the climatological average, influenced by frequent cold fronts. This pattern contrasts with the previous year, when heat waves prevailed during spring, supporting higher temperatures.

As in prior quarters, temperature behavior continued to materially impact SIN demand. Total load in 4Q25 averaged 80 GWavg, 4.2% below the level projected by ONS (PLAN 2025–2029<sup>1</sup>). On a period comparison basis, load declined 0.6% versus 4Q24, while increasing 3.1% compared to 3Q25.

Considering the full year, the SIN recorded average load of 81 GWavg in 2025, up 1.2% compared to the 2024 average. However, this figure was 2.1% below the forecast in the ONS PLAN 2025–2029. This shortfall was mainly driven by lower temperatures throughout the year in Brazil's midsouth region. In addition, weak industrial sector performance, with growth of 0.6% year-to-date through November, also contributed to the negative deviation versus the forecast.

## Natural Inflow – ENA

In 4Q25, all subsystems recorded rainfall below the climatological average, resulting in SIN ENA at 68% of the Long-Term Average (LTA). This represents the third worst result in the 94-year historical series for the quarter and characterizes an unfavorable start to the wet season.

The South subsystem, although also reporting below-average precipitation, recorded relatively stronger rainfall compared to other regions, with gross ENA equivalent to 88% of LTA. In the Southeast/Midwest subsystem, gross ENA reached 70% of LTA (vs. 93% in 4Q24 and 71% in 3Q25). The Northeast and North subsystems recorded 38% and 57% of LTA, respectively, maintaining the predominantly dry pattern observed across the country. This hydrological performance is explained by the presence of anomalous high-pressure systems, combined with cooler-than-normal waters in the equatorial Atlantic region, which reduced moisture transport from the ocean to the continent and contributed to weaker hydrological conditions during the period.

<sup>1</sup> Annual Energy Operation Planning Report 2025–2029 publication in December 2024.

**| Chart 1 | Daily Gross Natural Inflow (ENA) in the National Interconnected Grid (SIN) (GWavg)**



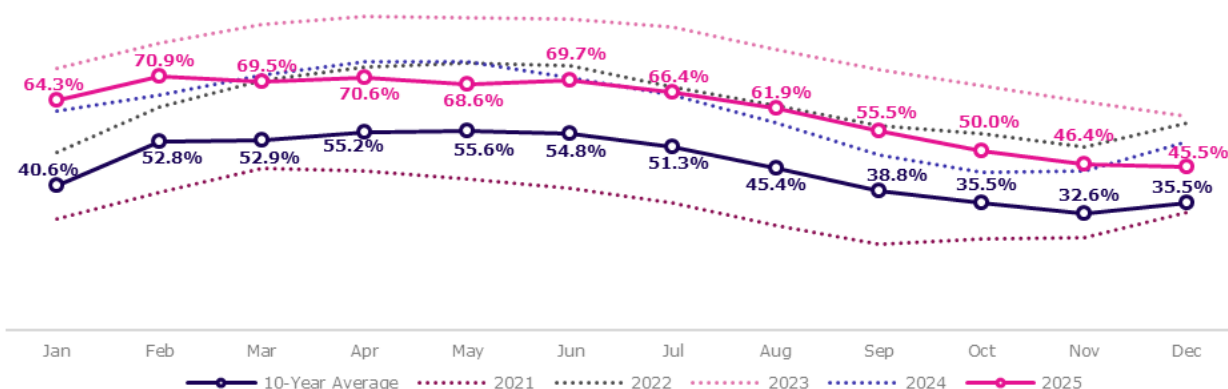
| Gross ENA/<br>LTA | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec  | Q4  | Year |
|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|
| 2024              | 59% | 66% | 71% | 86% | 95% | 72% | 85% | 57% | 50% | 64% | 97% | 101% | 90% | 76%  |
| 2025              | 98% | 90% | 66% | 75% | 71% | 92% | 83% | 77% | 75% | 67% | 71% | 67%  | 68% | 79%  |

Source: ONS

### Reservoirs, Supply-load Balance and GSF

Throughout 2025, the adoption of new risk aversion parameters and the hybrid Newave model led the system to operate with higher marginal operating costs, increasing out-of-merit-order dispatching of thermal power plants to preserve reservoir levels. However, the deterioration in hydrological conditions observed during 4Q25 contributed to a sharper decline in reservoir levels compared to the typical seasonal pattern relative to the ten-year historical average curve. As a result, SIN storage levels closed the quarter at 45% of maximum stored energy, 10 p.p. above the ten-year historical average, but approximately 7 p.p. and 10 p.p. below December 2024 and the end of 3Q25, respectively.

**| Chart 2 | SIN Reservoir Levels (% Maximum Energy Stored)**

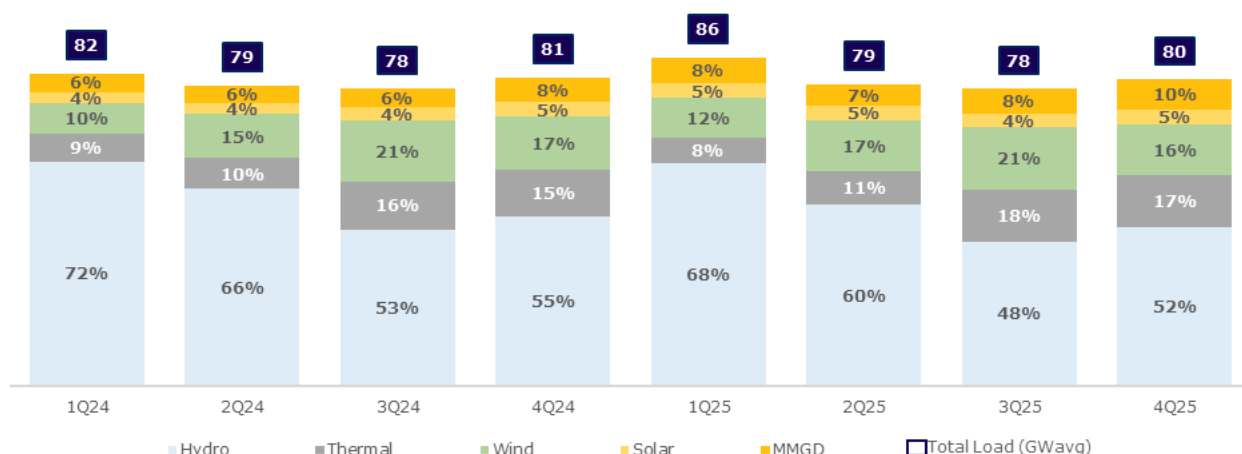


Source: ONS

Solar generation, considering both centralized plants and distributed micro and mini generation (MMGD), increased its share in meeting SIN load. It contributed 11.9 GWavg in 4Q25 (approximately 15% of total load), compared to 10.3 GWavg in 4Q24 (13% of load) and 10.0 GWavg in 3Q25 (also 13%). Wind generation maintained a virtually stable share of load supply. Its effective contribution declined by 0.8 GWavg (–1 p.p.) compared to 4Q24, despite higher potential generation between periods (16.6 GWavg in 4Q25 vs. 14.3 GWavg in 4Q24), reflecting higher curtailment during the quarter. Compared to 3Q25, wind contribution in the fourth quarter of 2025 was 3.2 GWavg lower (–5 p.p.).

At the same time, lower hydro dispatch in the quarter reduced the source’s share in load supply by 3 p.p. compared to 4Q24, while increasing 3 p.p. versus 3Q25 (Chart 3).

| Chart 3 | Supply-Load Balance (SIN) – Contribution by Source to Load Supply (GWavg)

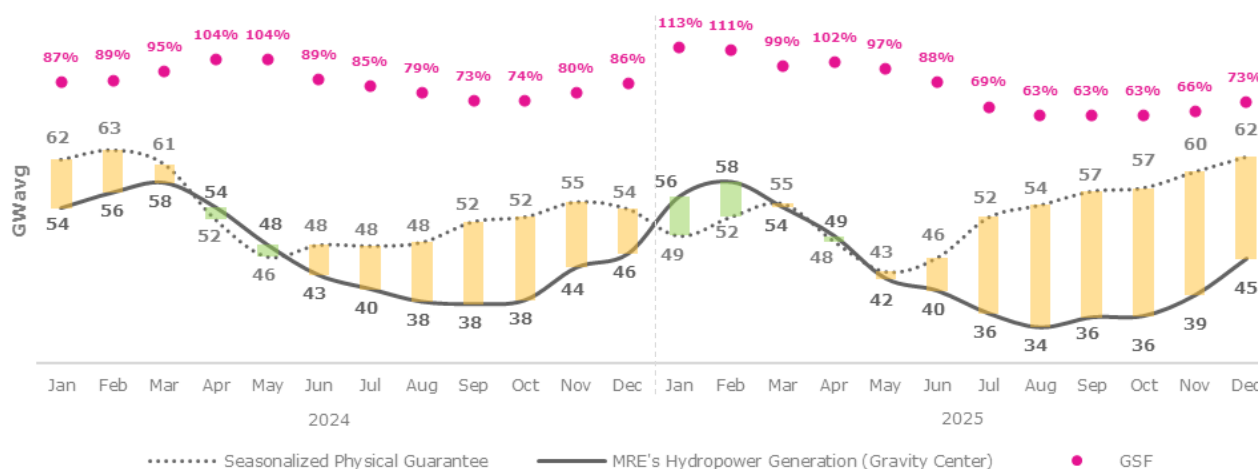


Source: ONS

As in the previous quarter, the volume of firm energy allocated in the MRE was higher in 4Q25 (60 GWavg vs. 54 GWavg in 4Q24). This expanded the reference base and, consequently, intensified hydro underperformance relative to allocated energy, as illustrated in Chart 4.

In addition, lower load and the unfavorable start to the wet season resulted in hydro generation of 40 GWavg in the quarter, below the 43 GWavg recorded in 4Q24 (-6.2%). As a result, average GSF reached 67% in 4Q25, compared to 80% in the same period of the previous year. The 13 p.p. QoQ difference is explained by the greater MRE firm energy allocation (8 p.p.) and lower hydropower generation across the system (5 p.p.).

| Chart 4 | Hydro Displacement (% GSF)



| GSF  | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May  | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Q4  | Year |
|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 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%  |
| 2025 | 113% | 111% | 99%  | 102% | 97%  | 88% | 69% | 63% | 63% | 63% | 66% | 73% | 67% | 83%  |

Source: CCEE

## Difference Settlement Price (PLD)

The average Difference Settlement Price (PLD) for the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket was R\$ 265/MWh in the quarter (vs. R\$ 218/MWh in 4Q24 and R\$ 252/MWh in 3Q25). The increase of R\$ 47/MWh and R\$ 12/MWh, respectively, reflects the deterioration in hydrological conditions between the compared periods and highlights the impact of the new risk aversion parameters introduced in the price formation modeling chain, implemented to enhance system reliability. On an annual average basis, the PLD in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket reached R\$ 224/MWh, an increase of R\$ 96/MWh compared to 2024.

Regarding price decoupling between the SE/MW and Northeast (NE) submarkets, the average differential stood at R\$ 12/MWh in 4Q25, in line with the R\$ 12/MWh observed in 3Q25 and the R\$ 11/MWh recorded in 4Q24. On a full-year basis, however, the average decoupling between these submarkets reached R\$ 47/MWh in 2025, significantly above the R\$ 10/MWh recorded in 2024.

The low level of decoupling observed in 2024 is mainly attributed to favorable hydrological conditions in the first half of that year, which kept prices low and aligned across all submarkets during the period. This behavior was atypical, as the first half of the year typically presents the largest price differentials between SE/MW and North/Northeast, given that hydro surpluses in the North, combined with higher wind and solar supply in the Northeast, often saturate transmission capacity toward the Southeast, widening price spreads. In 2025, without the favorable conditions observed in early 2024 and with a pattern closer to historical norms, PLD once again recorded more pronounced decoupling, reflecting renewed transfer constraints between the North/Northeast and Southeast regions.

**| Chart 5 | Daily PLD by Submarket (R\$/MWh)**



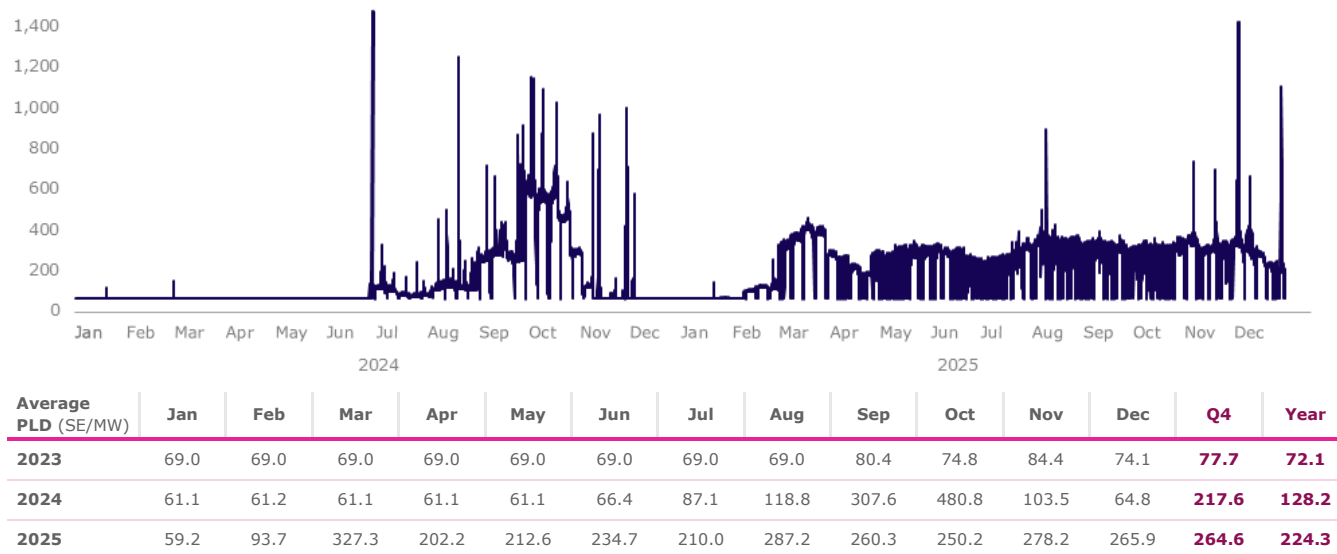
| PLD by Submarket (R\$/MWh) | 4Q25  | 4Q24  | Change | 2025  | 2024  | Change |
|----------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| SE/MW                      | 264.6 | 217.6 | 21.6%  | 224.3 | 128.2 | 75.0%  |
| South                      | 264.6 | 217.6 | 21.6%  | 226.8 | 128.2 | 77.0%  |
| Northeast                  | 252.9 | 206.7 | 22.3%  | 177.2 | 118.7 | 49.3%  |
| North                      | 263.8 | 218.2 | 20.9%  | 182.8 | 129.1 | 41.7%  |

Source: ONS and CCEE

Regarding the variation in energy prices throughout the day, the most significant effects of the AML increase in 4Q25 typically occur in the late afternoon and early evening, as was the case in the other quarters of the year. During certain hours, energy demand remains high while supply decreases due to the drop in total solar generation, resulting in upward pressure on prices. The opposite is observed around midday, when net load decreases significantly due to high levels of intermittent generation, pushing PLD to lower levels.

Intraday price volatility in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket reached 36% in 4Q25, above the 33% recorded in 4Q24 and slightly below the 38% observed in 3Q25. Three factors explain the higher volatility in 4Q25 compared to the same period of the previous year: (i) the expansion of distributed micro and mini generation (MMGD), which intensified price reductions during afternoon hours relative to the prior year; (ii) the low PLD levels observed in December 2024, driven by stronger hydrological conditions at that time; and (iii) changes in the energy price formation model. These same factors explain the difference in average annual intraday volatility, which reached 35% in 2025, compared to 24% in 2024.

**| Chart 6 | Hourly PLD – Southeast/Midwest Submarket (R\$/MWh)**



Source: CCEE

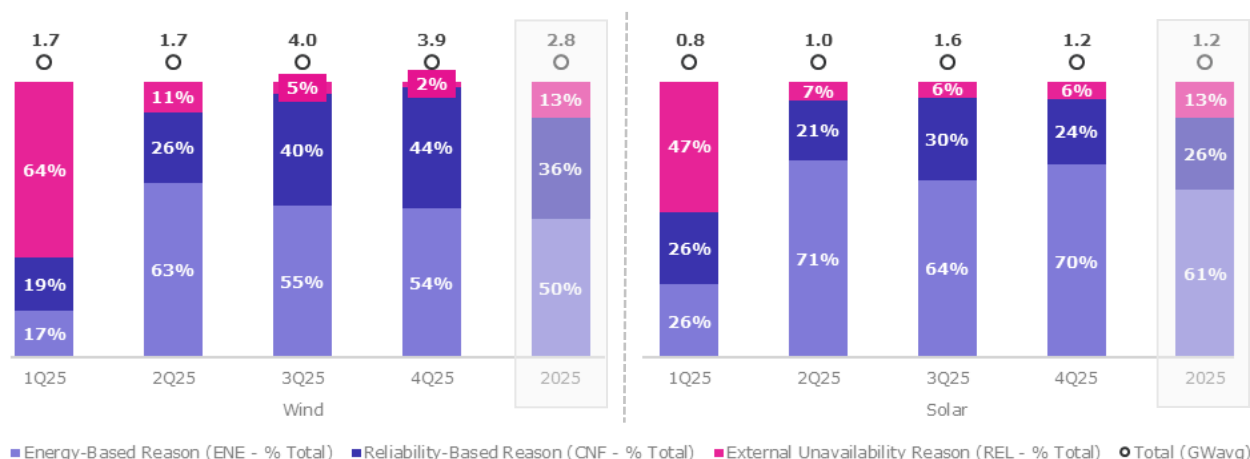
### Curtailment

Lastly, according to ONS data, 4Q25 recorded an average total curtailment on overall SIN generation of 23.1% (3.9 GWavg) for wind generation and 23.8% (1.2 GWavg) for solar generation. Excluding events classified as External Unavailability Factor (REL), which are eligible for reimbursement, curtailment reached 22.6% (3.8 GWavg) for wind and 22.3% (1.1 GWavg) for solar.

Considering total generation cuts across both wind and solar sources, for the third consecutive quarter most curtailment in 4Q25 was attributed to the Energy-Based Curtailment condition, accounting for 58% of the total. This effect reflects the combination of lower demand, driven by milder temperatures in the Southeast/Midwest and South regions, and high intermittent generation in the Northeast, in addition to increased thermal capacity and distributed micro and mini generation (MMGD), and changes in ONS risk aversion parameters. Reliability-based curtailments accounted for 39% of the total in the quarter, with October standing out, when this category reached 48%, the highest monthly level of the year.

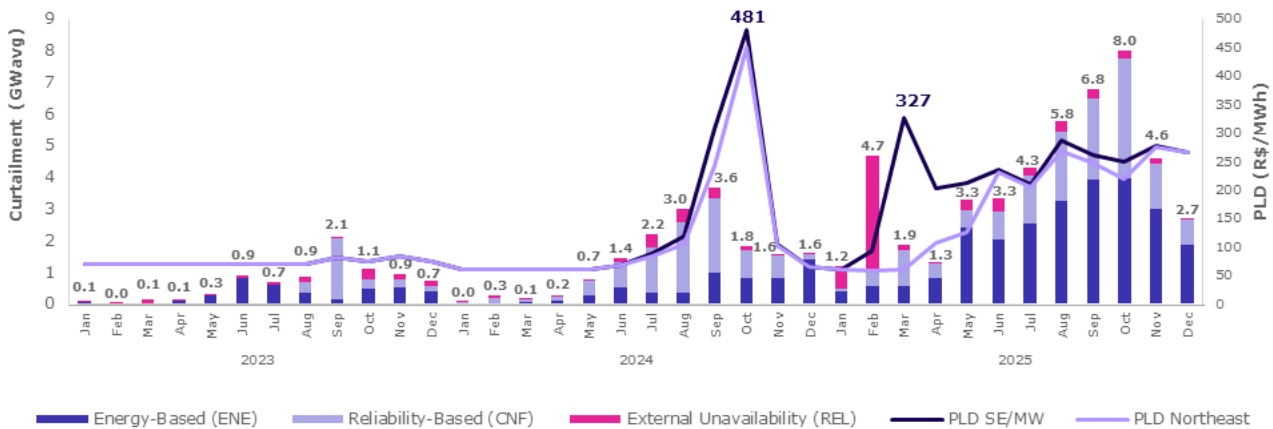
October 2025 recorded the highest curtailment in the historical series, totaling 8.0 GWavg of restricted generation, equivalent to 29.6% of total generation.

**| Chart 7 | Percentage Share of Curtailments by Reason (GWavg, % of Total)**



■ Energy-Based Reason (ENE - % Total) ■ Reliability-Based Reason (CNF - % Total) ■ External Unavailability Reason (REL - % Total) ● Total (GWavg)

| Chart 8 | Wind and Solar Curtailment (GWavg) and PLD (R\$/MWh)



Source: ONS/CCEE

To return to the table of contents, click [here](#).

## Performance by Business Unit

### Generation

Auren has total operational installed capacity of 8,722.8 MW, with 100% ownership in 8,098 MW, of which: 4,198 MW is from hydro, 3,023 MW from wind and 876 MWac from solar. In addition to its wholly owned assets, the Company holds noncontrolling interests in hydro assets (548 MW) and a 50% interest in the wind asset Tucano Holding III (77 MW).

### Supply-Load Balance – Generation Segment

Table 2 presents the Company's Generation Supply-Load Balance and energy purchase and sale prices. Details on Regulated Market (ACR) contracts and further information on the assets are available in Excel format in the [Results Center](#) on our Investor Relations website.

Within this segment, the Company purchases energy from third parties to manage generation portfolio fluctuations, complying with requisites such as (i) change in allocated energy due to the hydrological risk adjustment mechanism (GSF), (ii) potential compensation related to curtailment, (iii) energy sales from the assets.

4Q25 saw various significant energy backing reallocation transactions, aimed at adjusting the portfolio to formalize new long-term self-production agreements, reinforcing the long-term contracting strategy of the Company's renewable portfolio. The movements made have been summarized below:

- 169 MWavg of self-production contracts, related to the Cajuína I, II and III, Tucano and Jaíba projects, were integrated into the Supply-Load Balance. Of this total, 114 MWavg will enter supply in 2026 and 55 MWavg in 2027, with an average term of 15 years.
- 118 MWavg of purchase contracts for 2026 were formalized, aiming to reduce portfolio exposure to GSF and curtailment variations, and to replace volumes resulting from energy backing reallocation.
- New ACR sales contracts were formalized in the Existing Energy Auction, totaling 5 MWavg allocated to this segment, out of 115 MWavg contracted for supply in 2026 and 2027 in the Northeast submarket. The objective is to mitigate exposure to inter-submarket price differentials.
- Transfer of a long-term 150 MWavg USD-denominated sales contract from the Generation segment to the Commercialization segment, executed through an intercompany agreement in 2Q25. The objective was to allocate the long-term energy sales contract and its FX hedge within the same vehicle. This transfer resulted in a positive impact of R\$ 42.0 million on Generation segment EBITDA in 4Q25, in line with the previously announced effect of approximately R\$ 102 million for full-year 2025, as detailed in the [2Q25 Earnings Release](#). In 2026, this assignment will have a positive impact of R\$ 99 million for the Generation segment and a negative impact of the same magnitude for the Commercialization segment. The net effect is neutral at the consolidated EBITDA level and is already reflected in the Generation and Commercialization Supply-Load Balance.

**| Table 2 | Auren Generation Portfolio Supply-Load Balance**

| Volume (MWavg)                           | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         |
|------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Own Funds (A)</b>                     | <b>3,374</b> | <b>3,715</b> | <b>3,777</b> | <b>3,777</b> | <b>3,777</b> | <b>3,777</b> |
| Firm Energy - Hydroelectric <sup>1</sup> | 1,686        | 2,027        | 2,027        | 2,027        | 2,027        | 2,027        |
| Firm Energy - Wind <sup>2,5</sup>        | 1,455        | 1,455        | 1,516        | 1,516        | 1,516        | 1,516        |
| Solar Firm Energy                        | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          | 233          |
| <b>Purchases for Resale (B)</b>          | <b>1,229</b> | <b>706</b>   | <b>490</b>   | <b>460</b>   | <b>375</b>   | <b>375</b>   |
| Conventional                             | 515          | 255          | 119          | 91           | 6            | 6            |
| Incentivized                             | 713          | 452          | 372          | 370          | 369          | 369          |
| <b>Total Funds (C = A+B)</b>             | <b>4,603</b> | <b>4,422</b> | <b>4,267</b> | <b>4,237</b> | <b>4,151</b> | <b>4,151</b> |
| <b>Sales in ACR (D)</b>                  | <b>1,084</b> | <b>1,089</b> | <b>1,089</b> | <b>1,190</b> | <b>1,084</b> | <b>1,084</b> |
| Hydro                                    | 230          | 235          | 235          | 336          | 230          | 230          |
| Wind                                     | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          | 789          |
| Solar                                    | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           | 65           |
| <b>Sales in ACL (E)</b>                  | <b>3,336</b> | <b>2,858</b> | <b>2,638</b> | <b>2,462</b> | <b>1,982</b> | <b>1,720</b> |
| Hydro <sup>3</sup>                       | 2,469        | 2,087        | 1,822        | 1,647        | 1,166        | 905          |
| Wind                                     | 698          | 616          | 671          | 671          | 671          | 671          |
| Solar                                    | 170          | 155          | 144          | 144          | 144          | 144          |
| <b>Total Sales (F = D+E)</b>             | <b>4,420</b> | <b>3,947</b> | <b>3,726</b> | <b>3,652</b> | <b>3,065</b> | <b>2,803</b> |
| <b>Generation Balance (C - F)</b>        | <b>183</b>   | <b>475</b>   | <b>541</b>   | <b>585</b>   | <b>1,086</b> | <b>1,348</b> |
| Conventional                             | 184          | 369          | 462          | 421          | 899          | 1,148        |
| Incentivized                             | 0            | 106          | 78           | 165          | 187          | 200          |

| Prices (R\$/MWh)                          | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       | 2030       |
|-------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Average Sale Price<sup>3</sup></b>     | <b>196</b> | <b>195</b> | <b>204</b> | <b>204</b> | <b>211</b> | <b>216</b> |
| <b>ACR</b>                                | <b>265</b> | <b>275</b> | <b>276</b> | <b>274</b> | <b>277</b> | <b>277</b> |
| Hydro                                     | 302        | 309        | 311        | 295        | 314        | 314        |
| Wind                                      | 249        | 258        | 259        | 259        | 259        | 259        |
| Solar                                     | 340        | 353        | 355        | 355        | 355        | 355        |
| <b>ACL</b>                                | <b>173</b> | <b>164</b> | <b>174</b> | <b>170</b> | <b>175</b> | <b>178</b> |
| Hydro                                     | 164        | 147        | 158        | 151        | 153        | 154        |
| Wind                                      | 197        | 211        | 212        | 210        | 207        | 207        |
| Solar <sup>6</sup>                        | 209        | 212        | 205        | 201        | 200        | 198        |
| <b>Average Purchase Price<sup>4</sup></b> | <b>194</b> | <b>180</b> | <b>180</b> | <b>177</b> | <b>182</b> | <b>182</b> |
| Conventional                              | 211        | 144        | 143        | 133        | 145        | 145        |
| Incentivized                              | 182        | 201        | 192        | 188        | 182        | 183        |

<sup>1</sup> Figures include: (a) Firm Energy of proprietary assets net of the MRE adjustment factor (GSF) for the realized period through December 31, 2025 only - assume GSF equals 1 for other periods; (b) exclude energy from the Paraibuna HPP; (c) apply a 3% loss rate for assets connected to the main grid; (d) exposure of period realized until December 31, 2025 fully settled at AML and (e) firm energy subject to GSF totals 1,782 through 2028, with protection for 230 MW from the Porto Primavera HPP - in return, the Company is paying a monthly premium of R\$ 16.62/MWh. Base date: January 01, 2025.

<sup>2</sup> Includes 50% of the firm energy from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. This also affects the average purchase and resale prices in the respective periods.

<sup>3</sup> The hydro segment's ACL sales include a portion of incentivized energy sales, as Auren Operações is classified under the hydro segment but also executes contracts from wind assets.

<sup>4</sup> Figures are net of PIS and COFINS. They include both ACR and ACL in the average selling price, and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Base date: January 01, 2026. Exchange rate: R\$ 5.50/USD. The Company's energy contracts are mostly indexed to the National Broad Consumer Prices Index (IPCA).

<sup>5</sup> Assumes commercial operations start at the Cajuína 3 cluster in January 2027, adding 63 MWavg of projected firm energy.

<sup>6</sup> The equivalent price of the lease-based self-generation contract is net of PIS, COFINS and ISS.

## Operational Performance: Generation

The Company's performance throughout 2025 reinforces its efficient asset management and its strategic role in supporting the country's energy security. Its ability to adjust operations in response to climatic and market conditions highlights the resilience of Auren's portfolio and its capacity to meet system demands. The Company has therefore reaffirmed its long-term commitment to sustainability, supply reliability and value creation for shareholders and society.

**| Table 3 | Installed Capacity and Generation Output by Generation Source**

| Source                                       | Installed Capacity (MW) | Generation (MWavg) |                |              |                |                |             |
|----------------------------------------------|-------------------------|--------------------|----------------|--------------|----------------|----------------|-------------|
|                                              |                         | 4Q25               | 4Q24           | Change       | 2025           | 2024           | Change      |
| Hydro <sup>1</sup>                           | 4,198.4                 | 1,812.6            | 2,033.1        | -10.8%       | 1,937.7        | 1,831.0        | 5.8%        |
| Wind <sup>2</sup>                            | 3,100.4                 | 1,178.2            | 1,238.6        | -4.9%        | 1,242.0        | 1,139.6        | 9.0%        |
| Solar <sup>2</sup>                           | 876.4                   | 178.2              | 189.4          | -5.9%        | 172.8          | 141.0          | 22.5%       |
| <b>Total Proprietary Assets</b>              | <b>8,175.3</b>          | <b>3,169.0</b>     | <b>3,461.1</b> | <b>-8.4%</b> | <b>3,352.5</b> | <b>3,111.6</b> | <b>7.7%</b> |
| Interests <sup>3</sup>                       | 547.5                   | 305.0              | 307.7          | -0.9%        | 259.4          | 356.0          | -27.1%      |
| <b>Total Proprietary Assets and Holdings</b> | <b>8,722.8</b>          | <b>3,474.0</b>     | <b>3,768.7</b> | <b>-7.8%</b> | <b>3,611.9</b> | <b>3,467.6</b> | <b>4.2%</b> |

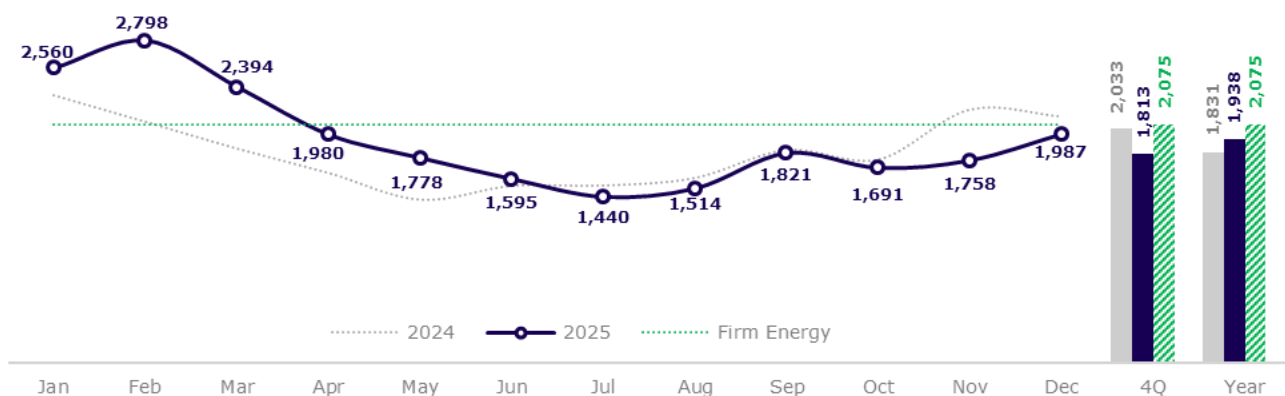
### Hydro

Auren's proprietary hydropower assets generated 1.8 GWavg in the fourth quarter of 2025, representing a 10.8% decline compared to the same period of the previous year and 12.5% below the ventures' firm energy. This performance reflects dispatch decisions by ONS aimed at managing reservoir levels and balancing the energy system, taking into account higher temperatures and the need for greater flexibility from hydro plants in the Southeast, in addition to other factors discussed in the Energy Sales section of this report.

In 2025, production reached 1.9 GWavg, a 5.8% increase over 2024 (1.8 GWavg). This positive result was driven by improved hydrological conditions in 2025 and higher energy demand to meet peak load periods. The better situation early in the year helped boost reservoir storage levels, providing greater operational flexibility for plant dispatch in the following months.

Chart 9 below shows hydro plant generation since the beginning of the year:

**| Chart 9 | Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)<sup>4</sup>**



<sup>1</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs. Does not include Paraibuna HPP.

<sup>2</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability (REL), after reaching the allowance. For wind energy, this includes 50% of the Installed Capacity from Tucano Holding III (155 MW), a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). For the remaining operational data of the joint venture, a 100% ownership interest is assumed.

<sup>3</sup> The data on installed capacity and generation were weighted according to Auren's indirect economic interest.

<sup>4</sup> Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs.

As shown in Table 4, by the end of 4Q25, the Verified Availability Index<sup>1</sup> remained above ANEEL's benchmark values for the main hydropower plants in the portfolio: Porto Primavera, Água Vermelha and Nova Avanhandava, which together account for 78.2% of the Company's installed hydro capacity. At the plants where availability indicators remain below benchmark levels (Promissão, Bariri and Barra Bonita), which together account for 13.1% of the Company's installed hydro capacity, the lower availability reflects specific events that occurred in prior periods, such as maintenance outages or isolated operational issues. The Company has implemented a multi-year maintenance review plan aimed at restoring asset availability to appropriate levels.

**| Table 4 | Generation and Verified Availability of Proprietary Hydro Assets**

| State        | Hydro                 | Installed Capacity (MW) | Generation (MWavg) |                |               |                |                |             | % Firm Energy <sup>2</sup> 4Q25 | Confirmed Availability | ANEEL Benchmark Index |
|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|-------------|---------------------------------|------------------------|-----------------------|
|              |                       |                         | 4Q25               | 4Q24           | Change        | 2025           | 2024           | Change      |                                 |                        |                       |
| SP           | Porto Primavera HPP   | 1,540.0                 | 823.9              | 957.6          | -14.0%        | 877.9          | 860.9          | 2.0%        | -7.1%                           | 95.8%                  | 92.3%                 |
|              | Água Vermelha HPP     | 1,396.2                 | 531.3              | 586.0          | -9.3%         | 610.8          | 587.1          | 4.0%        | -23.5%                          | 96.6%                  | 93.9%                 |
|              | Nova Avanhandava HPP  | 347.4                   | 116.7              | 131.0          | -10.9%        | 119.6          | 94.9           | 26.0%       | -7.0%                           | 95.8%                  | 94.8%                 |
|              | Promissão HPP         | 264.0                   | 80.0               | 97.8           | -18.3%        | 86.3           | 71.8           | 20.2%       | -14.8%                          | 90.8%                  | 94.8%                 |
|              | Bariri HPP            | 143.1                   | 61.2               | 66.3           | -7.6%         | 56.1           | 49.3           | 13.8%       | 2.7%                            | 92.0%                  | 93.4%                 |
|              | Barra Bonita HPP      | 140.8                   | 52.5               | 54.0           | -2.8%         | 41.7           | 36.8           | 13.3%       | 12.4%                           | 87.2%                  | 94.6%                 |
|              | Ibitinga HPP          | 131.5                   | 68.1               | 73.1           | -6.9%         | 61.2           | 55.4           | 10.4%       | 1.9%                            | 97.2%                  | 93.8%                 |
|              | Euclides da Cunha HPP | 108.8                   | 38.1               | 37.4           | 1.9%          | 39.1           | 37.0           | 5.6%        | -19.1%                          | 96.7%                  | 94.6%                 |
|              | Caconde HPP           | 80.4                    | 27.7               | 15.8           | 75.1%         | 30.2           | 23.6           | 27.9%       | -14.9%                          | 94.3%                  | 94.6%                 |
|              | Limoeiro HPP          | 32.0                    | 10.5               | 10.5           | 0.0%          | 11.7           | 10.7           | 8.6%        | -26.6%                          | 95.2%                  | 94.6%                 |
|              | SHPs <sup>3</sup>     | 14.2                    | 2.7                | 3.6            | -25.9%        | 3.2            | 3.4            | -3.3%       | -                               | -                      | -                     |
| <b>Total</b> |                       | <b>4,198.4</b>          | <b>1,812.6</b>     | <b>2,033.1</b> | <b>-10.8%</b> | <b>1,937.7</b> | <b>1,831.0</b> | <b>5.8%</b> | <b>-12.5%<sup>4</sup></b>       | <b>-</b>               | <b>-</b>              |

## Wind

Energy production from wind assets, combined with generation restrictions classified as External Unavailability (REL), which are eligible for reimbursement after exceeding the allowance threshold, totaled 1,178.2 MWavg in 4Q25, 4.9% lower than in 4Q24. This reduction reflects higher generation restrictions driven by curtailment due to Reliability (CNF) and Energy (ENE) reasons. In relation to P90 certification, energy production plus REL restrictions corresponded to 86.0% in the quarter and 92.9% for the full year. The deviation from certification was primarily caused by curtailment, as detailed in Table 5.

Potential generation, including the portion of energy not produced due to all types of curtailment, reached 111.5% of P90 and 101.6% of P50 in the quarter. October was the best month, when potential energy generation reached 113.3% of P50 and 124.2% of P90, driven by strong winds and solid turbine performance.

Energy production reached 1,242.0 MWavg in 2025, 9.0% higher than in 2024, mainly due to the full commissioning of the Tucano and Cajuína Wind Clusters and improved performance of the remaining assets.

Chart 10 presents the monthly performance of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various production curtailments; and (iii) the 50th and 90th percentile certification benchmark values.

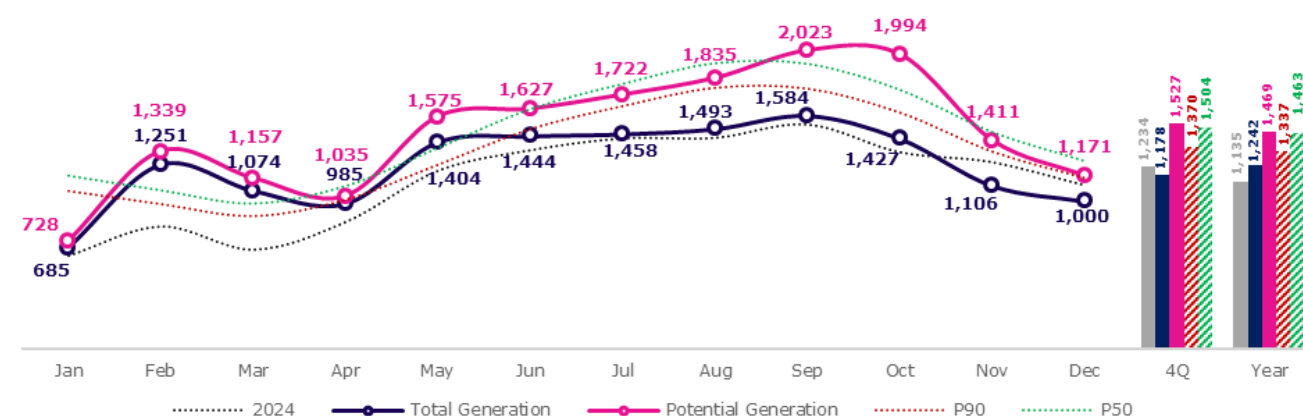
<sup>1</sup> The IDv60 (Verified Availability Index – 60 months) measures the actual operational availability of a plant compared to its benchmark capacity over the last five years.

<sup>2</sup> Percentage variation of generation above the asset's firm energy.

<sup>3</sup> Includes the combined installed capacity and energy production of the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim small hydro plants (SHPs). Does not include firm energy or availability data.

<sup>4</sup> Does not include data from the SHPs in the deviation versus firm energy.

| Chart 10 | Consolidated Wind Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



| MWavg                                  | Jan   | Feb     | Mar     | Apr     | May     | Jun     | Jul     | Aug     | Sep     | Oct     | Nov     | Dec     | Q4      | Year    |
|----------------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Generation 2024                        | 626.7 | 826.4   | 667.7   | 856.5   | 1,206.2 | 1,345.8 | 1,426.4 | 1,429.8 | 1,521.3 | 1,332.2 | 1,264.7 | 1,107.3 | 1,234.4 | 1,134.7 |
| Total Generation 2025 <sup>1</sup>     | 684.7 | 1,250.8 | 1,073.9 | 984.9   | 1,404.3 | 1,444.1 | 1,457.6 | 1,493.4 | 1,583.6 | 1,426.5 | 1,105.7 | 1,000.1 | 1,178.2 | 1,242.0 |
| Potential Generation 2025 <sup>2</sup> | 727.9 | 1,338.7 | 1,156.8 | 1,035.4 | 1,574.7 | 1,626.6 | 1,722.4 | 1,835.1 | 2,022.9 | 1,994.2 | 1,410.9 | 1,171.0 | 1,526.6 | 1,468.5 |

| Table 5 | Wind Cluster Production and Performance vs. Certification

| State | Wind Clusters         | Generation + Compensable Energy (MWavg) |         |        |         |         |        | Deviation from Certification (%) |        |        |        |
|-------|-----------------------|-----------------------------------------|---------|--------|---------|---------|--------|----------------------------------|--------|--------|--------|
|       |                       |                                         |         |        |         |         |        | P90                              |        | P50    |        |
|       |                       | 4Q25                                    | 4Q24    | Change | 2025    | 2024    | Change | 4Q25                             | 2025   | 4Q25   | 2025   |
| PI    | Ventos do Araripe III | 122.3                                   | 120.8   | 1.2%   | 156.2   | 153.5   | 1.8%   | -15.2%                           | -7.3%  | -19.9% | -12.4% |
|       | Ventos do Piauí II    | 80.4                                    | 85.4    | -5.8%  | 98.2    | 104.1   | -5.7%  | -10.1%                           | -5.0%  | -16.2% | -11.5% |
|       | Ventos do Araripe I   | 68.1                                    | 66.0    | 3.2%   | 79.8    | 81.2    | -1.6%  | -9.5%                            | -7.8%  | -17.4% | -15.8% |
|       | Ventos do Piauí III   | 75.3                                    | 75.3    | 0.0%   | 93.3    | 93.6    | -0.3%  | -11.0%                           | -5.6%  | -17.3% | -12.3% |
|       | Ventos do Piauí I     | 73.5                                    | 70.3    | 4.6%   | 94.3    | 90.3    | 4.4%   | -13.2%                           | -3.6%  | -17.9% | -8.9%  |
| PE    | Caetés                | 101.5                                   | 103.9   | -2.3%  | 76.7    | 78.7    | -2.6%  | 7.2%                             | -1.5%  | -2.5%  | -10.4% |
| RN    | Cajuína               | 285.2                                   | 312.5   | -8.7%  | 272.5   | 172.2   | 58.3%  | -17.8%                           | -3.7%  | -28.4% | -16.1% |
|       | Ventus                | 28.2                                    | 46.5    | -39.3% | 31.3    | 33.8    | -7.2%  | -49.6%                           | -24.1% | -54.4% | -31.2% |
|       | Salinas               | 16.1                                    | 21.0    | -23.2% | 16.2    | 14.2    | 14.0%  | -30.7%                           | -4.1%  | -36.3% | -11.8% |
| CE    | Mandacaru             | 41.9                                    | 45.1    | -7.1%  | 25.5    | 32.0    | -20.3% | -3.8%                            | -9.2%  | -16.4% | -21.1% |
| BA    | Alto Sertão II        | 125.1                                   | 126.1   | -0.9%  | 153.1   | 146.3   | 4.7%   | -15.4%                           | -5.8%  | -21.3% | -12.4% |
|       | Tucano                | 141.8                                   | 140.8   | 0.7%   | 126.7   | 116.2   | 9.1%   | -9.9%                            | -10.5% | -16.6% | -17.2% |
| RS    | Cassino               | 18.6                                    | 24.9    | -25.1% | 18.0    | 23.5    | -23.3% | -14.3%                           | -8.4%  | -21.9% | -16.6% |
| Total |                       | 1,178.2                                 | 1,238.6 | -4.9%  | 1,242.0 | 1,139.6 | 9.0%   | -14.0%                           | -7.1%  | -21.7% | -15.1% |

4Q25 consolidated the operational recovery process of the incorporated wind clusters, demonstrating the continuity of the initiatives implemented throughout the year. Preventive, corrective and predictive maintenance routines continued to advance consistently, supported by stronger operational governance and integrated management of strategic spare parts inventories. Together, these initiatives increased equipment reliability and gradually reduced turbine downtime. By year-end, we completed the maintenance actions identified during due diligence and included in the recovery plan developed

<sup>1</sup> Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

<sup>2</sup> Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

between signing and closing of the AES Brasil acquisition. As a result, the incorporated farms reached the expected level of operational stability and regularity by the end of the period.

In relation to average availability in the quarter, the acquired assets reached 93.0% in 4Q25, a 2.4 p.p. improvement on the same period in 2024, as shown in Table 6. In December 2025, average availability of the incorporated assets reached 94.6%, in line with the 95% level achieved one year ahead of the timeline established during the AES Brasil integration due diligence process and aligned with our 2025 targets.

Considering all wind assets in the Company's portfolio, average availability reached 94.2% in 4Q25, an increase of 1.7 p.p. compared to the same quarter of the previous year. The YTD improvements are even more significant, with an 8.1 p.p. increase in the integrated assets and 5.7 p.p. in the total portfolio, highlighting the effectiveness of the Company's structural O&M measures and the continued consolidation of a more efficient, standardized operation.

The Tucano, Ventus and Caetés clusters demonstrated solid and consistent recovery since integration, recording improvements of 7.6 p.p., 7.0 p.p. and 4.7 p.p., respectively, in 4Q25 compared to the same period of the prior year. Following the gradual return of wind turbines to operation according to schedule, the Mandacaru complex also showed a significant improvement in availability during the fourth quarter, with an increase of 4.2 p.p. compared to 3Q25.

#### | Chart 6 | Availability of Wind Clusters Acquired in 2025

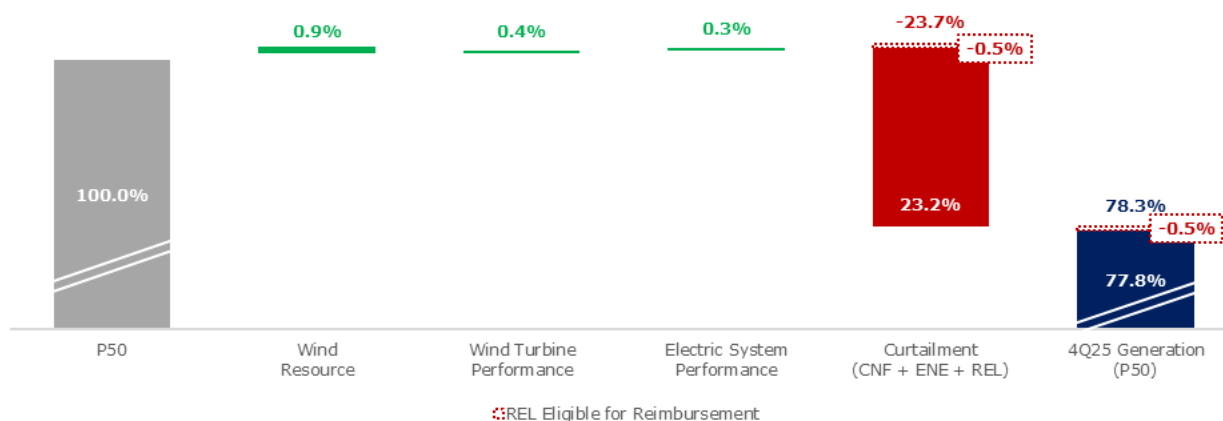
| Average Availability of Acquired Assets | Q1    | Q2    | Q3    | Q4    | Year  |
|-----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2024                                    | 70.9% | 82.9% | 91.2% | 90.6% | 84.0% |
| 2025                                    | 89.9% | 92.0% | 93.3% | 93.0% | 92.1% |

#### | Table 7 | Availability of Wind Clusters

| State                                       | Assets                | Installed Capacity (MW) | 4Q25         | 4Q24         | Change (p.p.) | 2025         | 2024         | Change (p.p.) |
|---------------------------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| PI                                          | Ventos do Araripe III | 357.9                   | 96.7%        | 96.2%        | 0.5           | 97.1%        | 96.2%        | 1.0           |
|                                             | Ventos do Piauí II    | 211.5                   | 97.6%        | 98.4%        | -0.9          | 96.9%        | 98.6%        | -1.7          |
|                                             | Ventos do Araripe I   | 210.0                   | 90.9%        | 93.6%        | -2.7          | 90.7%        | 80.5%        | 10.2          |
|                                             | Ventos do Piauí III   | 207.0                   | 98.8%        | 97.1%        | 1.6           | 97.9%        | 95.7%        | 2.2           |
|                                             | Ventos do Piauí I     | 205.8                   | 94.6%        | 95.4%        | -0.8          | 96.6%        | 96.7%        | -0.1          |
| PE                                          | Caetés                | 181.9                   | 97.4%        | 92.7%        | 4.7           | 95.2%        | 93.0%        | 2.2           |
| RN                                          | Cajuína               | 685.8                   | 94.0%        | 92.8%        | 1.1           | 94.3%        | 78.1%        | 16.3          |
|                                             | Ventus                | 187.0                   | 95.4%        | 88.4%        | 7.0           | 93.1%        | 89.4%        | 3.7           |
|                                             | Salinas               | 50.4                    | 96.0%        | 96.0%        | 0.0           | 95.2%        | 95.8%        | -0.6          |
| CE                                          | Mandacaru             | 108.1                   | 78.2%        | 76.7%        | 1.5           | 71.8%        | 81.4%        | -9.7          |
| BA                                          | Alto Sertão II        | 386.1                   | 97.9%        | 95.6%        | 2.3           | 97.6%        | 95.0%        | 2.6           |
|                                             | Tucano                | 322.4                   | 88.0%        | 80.5%        | 7.6           | 85.7%        | 73.5%        | 12.3          |
| RS                                          | Cassino               | 64.0                    | 88.2%        | 97.5%        | -9.2          | 90.2%        | 97.6%        | -7.5          |
| <b>Average Availability</b>                 |                       | -                       | <b>94.2%</b> | <b>92.5%</b> | <b>1.7</b>    | <b>93.6%</b> | <b>87.9%</b> | <b>5.7</b>    |
| <b>Average Availability Acquired Assets</b> |                       | -                       | <b>93.0%</b> | <b>90.6%</b> | <b>2.4</b>    | <b>92.1%</b> | <b>84.0%</b> | <b>8.1</b>    |

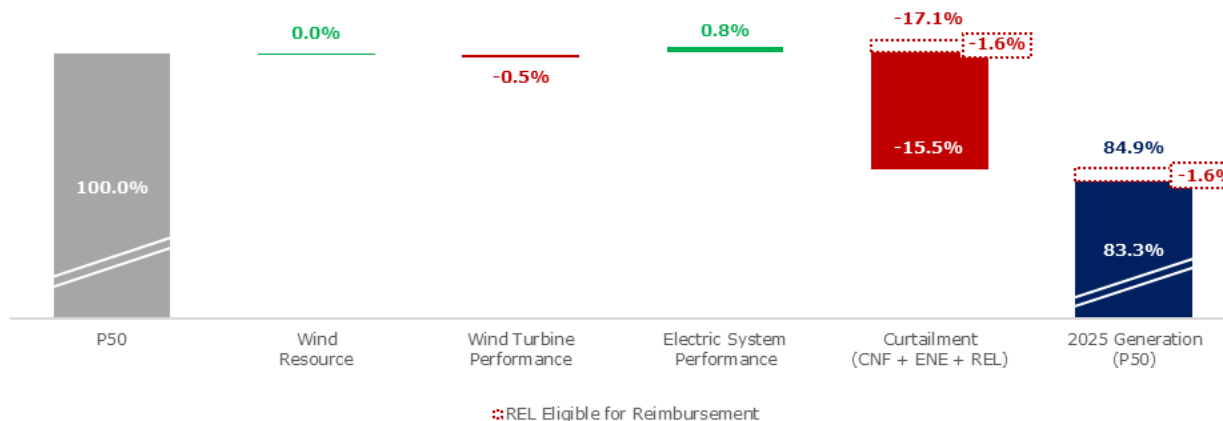
Despite stronger wind resource availability and improved turbine and electrical system performance relative to certification assumptions, energy production from the consolidated wind portfolio reached 78.3% of P50 and 86.0% of P90 in the quarter, and 84.9% of P50 and 92.9% of P90 for full-year 2025. The main culprit was curtailment, which reduced expected generation by 23.7 p.p., with 23.2 p.p. related to the non-reimbursable portion.

**| Chart 11 | Consolidated Wind Generation Performance in 4Q25 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>**



Similarly, on a full-year basis, curtailment represented a 17.1 p.p. reduction in generation relative to the P50 certification level, of which 1.6 p.p. are eligible for reimbursement, as shown in Graph 13. The electrical system's positive performance offset the slight deviation observed in turbine performance during the period, which was impacted by lower availability due to maintenance activities carried out as part of the asset recovery plan throughout the year. As a result, production from the consolidated wind portfolio<sup>2</sup> reached 84.9% of P50 and 92.9% of P90 for full-year 2025.

**| Chart 12 | Consolidated Wind Generation Performance in 2025 (P50 indexed to 100)<sup>3</sup>**



The initiatives implemented throughout the year, aimed at increasing the reliability and operational efficiency of the acquired assets, are reflected in a more consistent level of technical performance and availability. These advances reinforce the portfolio's resilience in the face of external variations, demonstrate the continued structural strengthening of the assets and highlight the increasing stability of indicators under the Company's direct management, marking the transition to a phase of continuous value capture with greater operational stability and robustness. Going forward, the focus will be on preserving the performance levels achieved at year-end 2025 and consolidating the structural gains delivered to date.

## Solar

The energy output from solar assets including generation curtailed due to External Unavailability (REL) subject to compensation after the allowance is met, was 178.2 MWavg in 4Q25, 5.9% less than in 4Q24. In the quarter, production was 24.6% below the expected generation defined by the farms' P90 certification and 30.9% below the average generation expectation (P50), mainly impacted by curtailment classified as Reliability (CNF) and Energy (ENE).

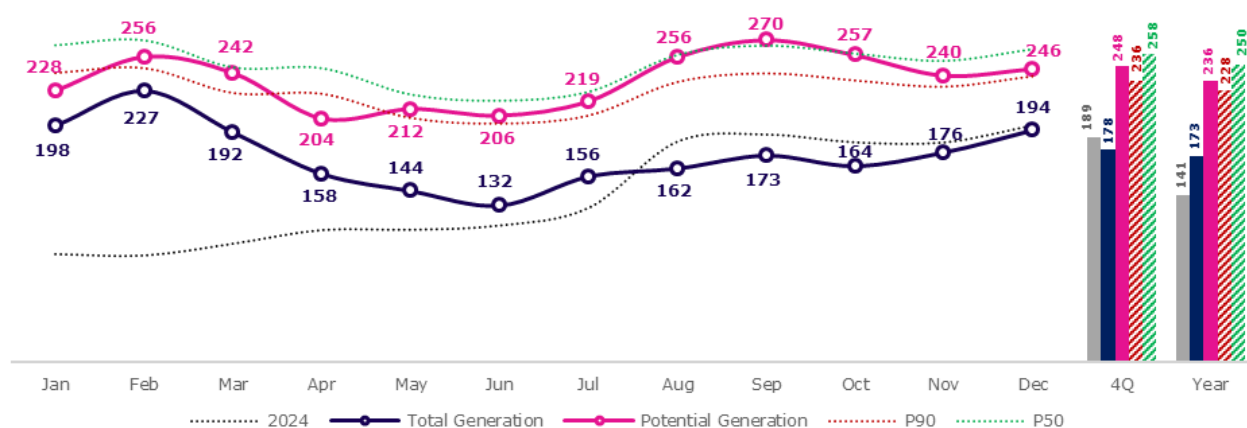
Chart 13 presents the monthly comparison of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various ONS-imposed restrictions; and (iii) the 50<sup>th</sup> and 90<sup>th</sup> percentile certification values.

<sup>1</sup> The curtailment figures in this subsection refer to Auren's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which are based on data published by ONS.

<sup>2</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

<sup>3</sup> The curtailment figures in this subsection refer to Auren's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which are based on data published by ONS.

| Chart 13 | Solar Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



| MWavg                                  | Jan   | Feb   | Mar   | Apr   | May   | Jun   | Jul   | Aug   | Sep   | Oct   | Nov   | Dec   | Q4    | Year  |
|----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Generation 2024                        | 90.0  | 89.0  | 99.0  | 111.0 | 111.0 | 114.0 | 129.0 | 185.0 | 191.0 | 184.0 | 184.0 | 198.0 | 188.7 | 140.7 |
| Total Generation <sup>1</sup> 2025     | 198.3 | 227.2 | 192.3 | 157.8 | 143.6 | 131.5 | 155.7 | 162.4 | 173.2 | 164.5 | 175.8 | 194.3 | 178.2 | 172.8 |
| Potential Generation <sup>2</sup> 2025 | 227.7 | 256.1 | 242.3 | 203.9 | 212.1 | 206.4 | 218.6 | 255.8 | 270.1 | 257.4 | 240.2 | 245.9 | 247.9 | 236.3 |

| Table 8 | Solar Clusters – Energy Production and Performance vs. Certification

| Solar Clusters |                     | Generation + Compensable Energy (MWavg) |       |        |       |       |        | Deviation from Certification (%) |        |        |        |
|----------------|---------------------|-----------------------------------------|-------|--------|-------|-------|--------|----------------------------------|--------|--------|--------|
|                |                     |                                         |       |        |       |       |        | P90                              |        | P50    |        |
|                |                     | 4Q25                                    | 4Q24  | Change | 2025  | 2024  | Change | 4Q25                             | 2025   | 4Q25   | 2025   |
| MG             | Sol de Jaíba        | 109.5                                   | 116.8 | -6.2%  | 102.1 | 68.3  | 49.4%  | -25.4%                           | -29.9% | -33.1% | -37.1% |
|                | Guaimbê             | 24.3                                    | 25.0  | -2.8%  | 25.8  | 28.4  | -9.1%  | -22.6%                           | -12.7% | -24.8% | -15.2% |
| SP             | Água Vermelha Solar | 14.2                                    | 14.9  | -5.0%  | 14.7  | 15.6  | -5.7%  | -24.0%                           | -14.7% | -27.8% | -19.0% |
|                | Boa Hora            | 16.6                                    | 14.4  | 15.3%  | 15.8  | 15.0  | 5.4%   | -2.9%                            | 0.5%   | -7.7%  | -4.5%  |
|                | Água Vermelha VII   | 5.0                                     | 6.2   | -18.8% | 6.0   | 3.4   | 77.1%  | -47.0%                           | -33.8% | -51.0% | -38.7% |
| PI             | Sol do Piauí I      | 8.5                                     | 12.0  | -28.7% | 8.4   | 10.4  | -19.3% | -32.6%                           | -24.9% | -39.1% | -32.1% |
| Total          |                     | 178.2                                   | 189.4 | -5.9%  | 172.8 | 141.0 | 22.5%  | -24.6%                           | -24.3% | -30.9% | -30.7% |

Solar asset availability in 4Q25 reached 98.8%, a 1.2 p.p. improvement on the same period in 2024, as shown in Table 9. The result confirms the maturation of operational management and the effectiveness of initiatives aimed at reducing unavailability, directly influencing to the continuous improvement of operations and the technical performance of the assets.

<sup>1</sup> Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

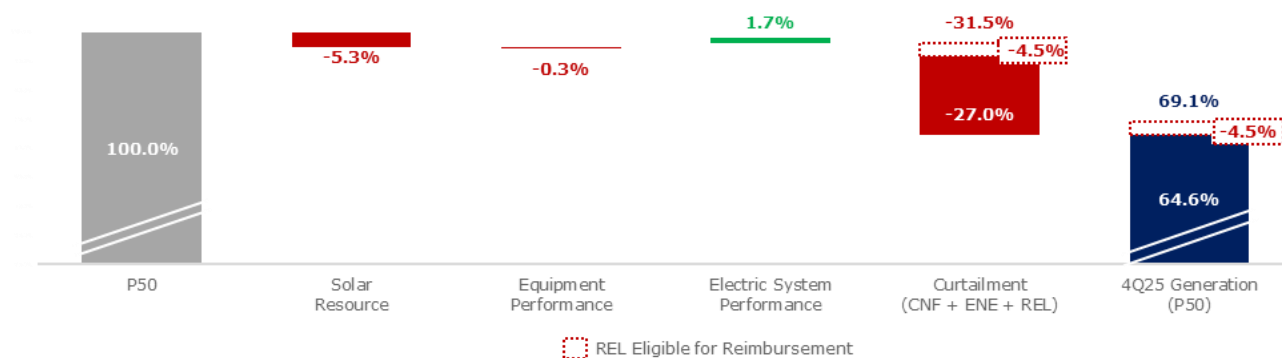
<sup>2</sup> Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

**| Table 9 | Availability Rates of Solar Clusters**

| State                       | Solar Clusters                 | Installed Capacity (MW) | Availability |              |               |              |              |               |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
|                             |                                |                         | 4Q25         | 4Q24         | Change (p.p.) | 2025         | 2024         | Change (p.p.) |
| MG                          | Sol de Jaíba <sup>1</sup>      | 500                     | 99.2%        | 97.6%        | 1.6           | 97.9%        | 97.0%        | 1.0           |
|                             | Guaimbê                        | 150                     | 99.0%        | 95.8%        | 3.3           | 98.0%        | 98.3%        | -0.4          |
| SP                          | Água Vermelha Solar            | 76                      | 97.5%        | 99.4%        | -1.9          | 97.5%        | 97.8%        | -0.3          |
|                             | Boa Hora                       | 69                      | 99.4%        | 99.4%        | 0.0           | 99.5%        | 99.5%        | -0.1          |
|                             | Água Vermelha VII <sup>2</sup> | 33                      | 97.7%        | 99.9%        | -2.2          | 98.7%        | 99.2%        | -0.5          |
| PI                          | Sol do Piauí I                 | 48                      | 96.7%        | 96.9%        | -0.2          | 97.8%        | 98.9%        | -1.0          |
| <b>Average Availability</b> |                                | -                       | <b>98.8%</b> | <b>97.6%</b> | <b>1.2</b>    | <b>98.0%</b> | <b>97.7%</b> | <b>0.4</b>    |

Overall, although solar resource levels below certification benchmarks limited generation, the main negative influence on performance during the quarter came from curtailment – particularly the non-reimbursable portion, which alone accounted for a 27.0 p.p. reduction relative to the P50. The scale of these impacts is illustrated in Chart 14.

**| Chart 14 | Consolidated Solar Generation Performance in 4Q25 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>**

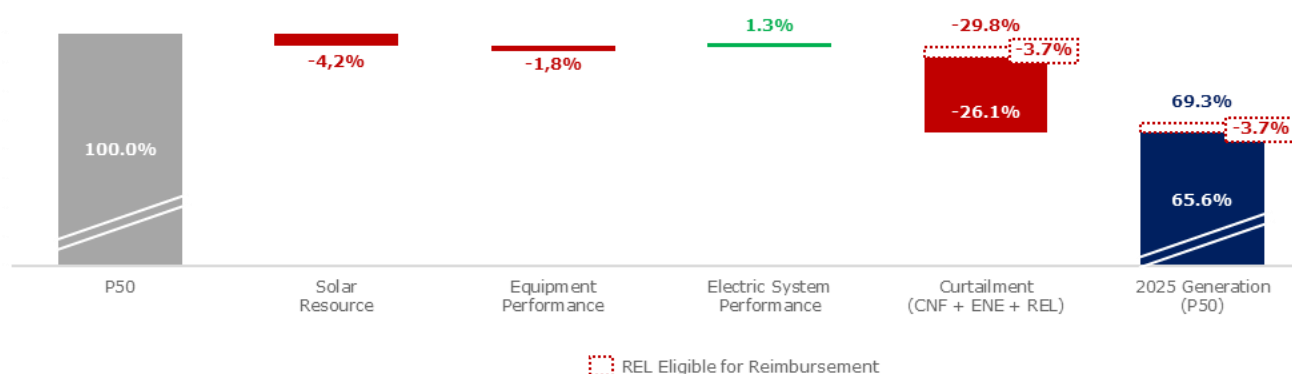


Similarly, the solar assets' annual performance was also primarily impacted by curtailment, which accounted for a 26.1 p.p. reduction relative to the P50 certification level, considering the non-reimbursable portion. Moreover, contributing factors included weaker solar resource conditions (-4.2 p.p.) and equipment performance (-1.8 p.p.), reflecting isolated events that occurred in 1Q25, which have since been resolved by the Company. Since then, solar operations have shown continuous improvement, supported by initiatives focused on asset reliability and efficiency. The gain in electrical system performance (1.3 p.p.) reinforces this positive trend, helping to offset part of the accumulated losses. As a result, solar <sup>2</sup>generation reached 69.3% of P50 and 75.7% of P90 in the twelve months of 2025, as illustrated in Chart 15.

<sup>1</sup> The curtailment figures in this subsection refer to Auren's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets" section, which are based on data published by ONS.

<sup>2</sup> Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

| Chart 15 | Consolidated Solar Generation Performance in 2025 (P50 indexed to 100)<sup>1</sup>



To return to the table of contents, click [here](#).

### Curtailment and Modulation Gains Impact

**Note:** the curtailment data in this section references figures published by the ONS and differ from those in the "Wind and Solar" sections, which rely on the Company's internal estimates.

The table below presents the curtailment percentages for the wind and solar sources in Auren's portfolio, calculated as a percentage of Potential Generation and of the 50<sup>th</sup> percentile (P50). Additionally, we present the consolidated financial impact of curtailment on the Company and the benefits captured through modulation gains as a result of its diversified asset portfolio.

| Table 10 | Curtailment and Modulation Gains

|                                                                    | 1Q25  |       | 2Q25  |       | 3Q25  |       | 4Q25  |       | 2025         |              |
|--------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|--------------|
|                                                                    | Wind  | Solar | Wind  | Solar | Wind  | Solar | Wind  | Solar | Wind         | Solar        |
| <b>SIN Curtailment<sup>1</sup> (%)</b>                             | 5.4%  | 9.4%  | 10.4% | 21.1% | 19.7% | 31.3% | 22.6% | 22.3% | <b>14.5%</b> | <b>21.0%</b> |
| <b>Auren Curtailment<sup>2</sup> (%)</b>                           | 8.3%  | 12.9% | 9.0%  | 25.7% | 18.3% | 27.4% | 22.3% | 23.2% | <b>15.5%</b> | <b>22.4%</b> |
| <b>Effective Auren Generation<sup>3</sup> (% of P50)</b>           | 92.0% | 78.7% | 93.5% | 62.7% | 79.2% | 65.3% | 78.3% | 69.1% | <b>84.9%</b> | <b>69.3%</b> |
| <b>Auren Curtailment by Source<sup>4</sup> (R\$ million)</b>       | 37.7  | 13.0  | 56.7  | 19.1  | 173.2 | 22.4  | 184.2 | 23.3  | <b>451.8</b> | <b>77.6</b>  |
| <b>Auren Consolidated Curtailment<sup>4</sup> (R\$ million)</b>    | 50.7  |       | 75.8  |       | 195.5 |       | 207.5 |       | <b>529.5</b> |              |
| <b>(-) Modulation gains (R\$ million)</b>                          | 19.4  |       | 40.4  |       | 65.6  |       | 70.4  |       | <b>195.9</b> |              |
| <b>(=) Curtailment Net of Modulation<sup>4</sup> (R\$ million)</b> | 31.3  |       | 35.4  |       | 130.0 |       | 137.0 |       | <b>333.6</b> |              |

### Curtailment of Auren's Wind and Solar Assets

In energy terms, the total impact of non-reimbursable generation curtailments on the Company's wind and solar photovoltaic assets was 396.8 MWavg, equivalent to 22.4% of P50, of which (i) 395.3 MWavg in 4Q25 were due to Reliability-Based and Energy-Based Curtailment and (ii) 1.5 MWavg were due to External Unavailability Factor (REL) under the allowance.

For wind projects, 4Q25 recorded non-reimbursable generation curtailment totaling 342.4 MWavg, equivalent to 22.8% of P50, of which (i) 342.0 MWavg were due to Reliability-Based and Energy-Based Curtailment and (ii) 0.4 MWavg were due to External Unavailability Factor (REL) under the allowance.

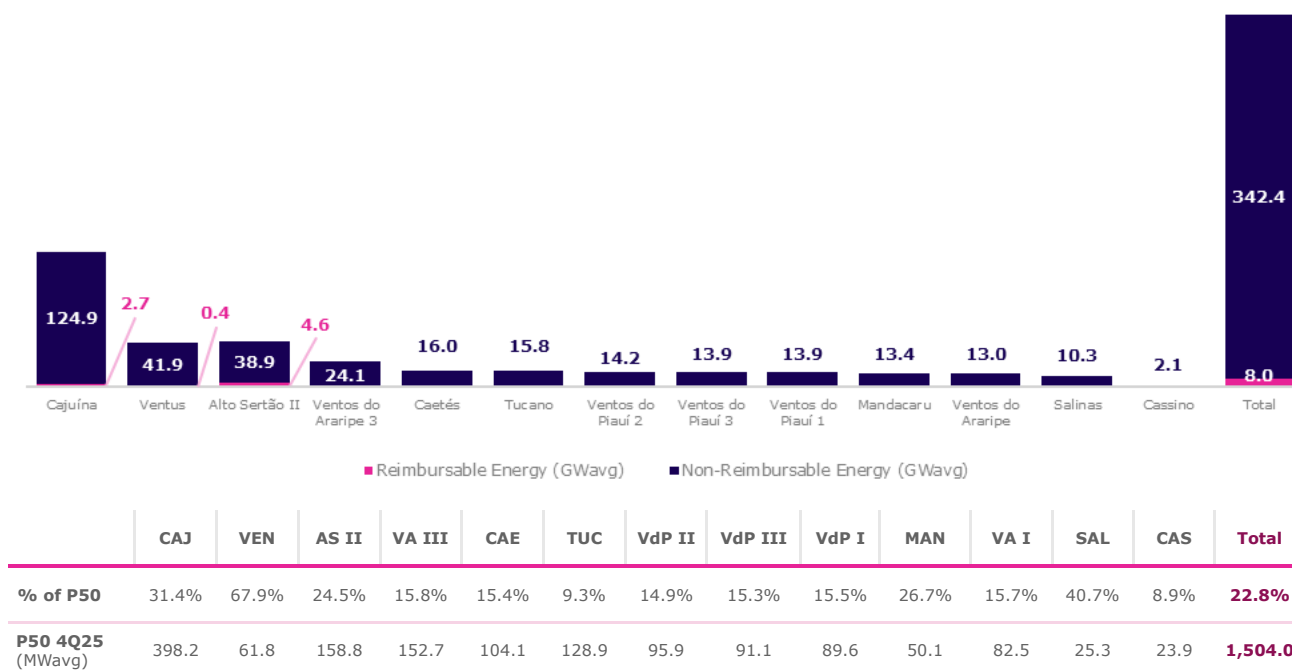
<sup>1</sup> SIN Curtailment = (Energy-Based Curtailment Energético + Reliability-Based Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

<sup>2</sup> Auren Curtailment (Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

<sup>3</sup> Effective Auren Generation = (Effective Generation + Reimbursable Power Curtailment) / P50

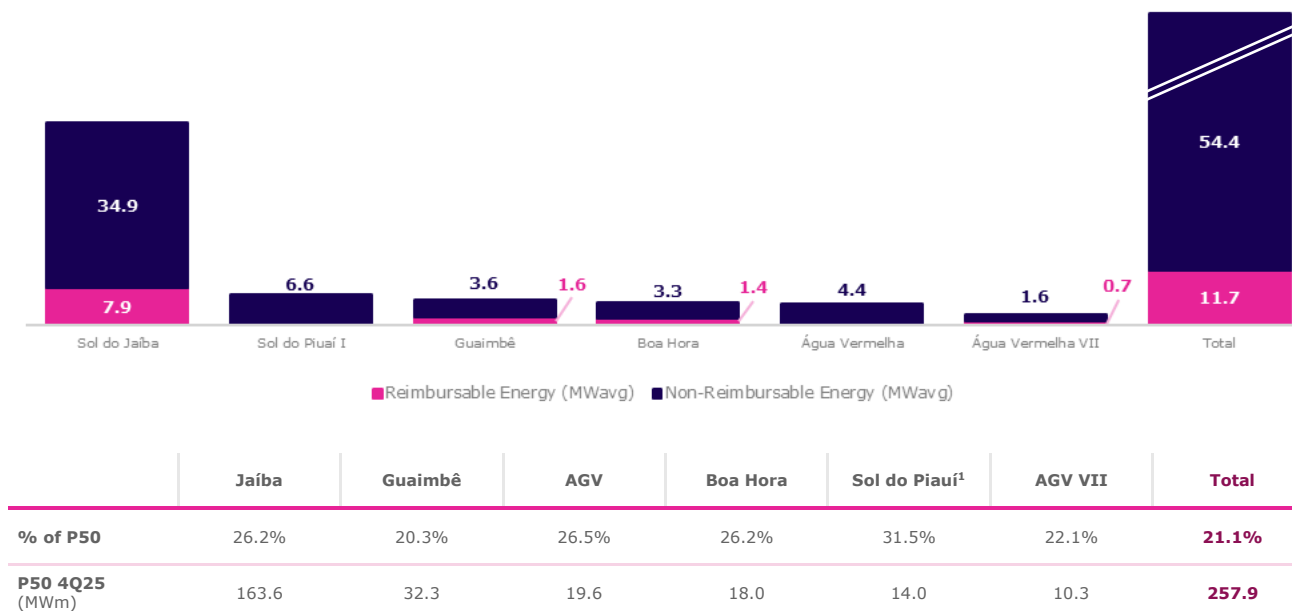
<sup>4</sup> Auren Curtailment = Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment

| Chart 16 | Wind – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments in 4Q25



For solar assets, 4Q25 recorded non-reimbursable generation curtailment of 54.4 MWavg, equivalent to 21.1% of P50, of which (i) 53.3 MWavg were due to Reliability-Based and Energy-Based Curtailment and (ii) 1.0 MWavg were due to External Unavailability Factor (REL) under the allowance.

| Chart 17 | Solar – Compensable and Non-Compensable Generation Curtailments Determined by ONS in 4Q25



In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio, excluding the compensable portion of REL curtailments after the allowance had been met, was R\$ 207 million, a 6% increase compared to 3Q25. R\$ 1 million of this denotes the non-compensable portion (before the hours allowance) of REL-classified curtailments, R\$ 104 million denotes reliability-based curtailments and R\$ 103 million supply curtailments. The net curtailment impact in 4Q25 was R\$ 137 million, after offsetting modulation gains of R\$ 70 million, as described below.

<sup>1</sup> The certification of Sol do Piauí is impacted by the sharing of MUST with Ventos do Piauí I.

### **Generation Modulation**

The Company's diversified portfolio delivered significant gains from its generation profile compared to short-term price fluctuations (PLD), since most free market (ACL) energy sales contracts have a flat profile.

Based on hourly generation and price data, modulation generated gains of approximately R\$ 70.4 million in 4Q25 and R\$ 195.9 million in 2025 for Auren.

## Financial Performance – Generation Segment

**| Table 11 | Earnings for the Period**

| R\$ million                                                          | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change           | 2025           | 2024<br>proforma | Change          |
|----------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|
| <b>Net Revenue</b>                                                   | <b>1,702.3</b> | <b>1,795.5</b>   | <b>-5.2%</b>     | <b>6,556.1</b> | <b>6,088.6</b>   | <b>7.7%</b>     |
| Power Purchase Cost                                                  | (475.6)        | (550.5)          | -13.6%           | (1,474.5)      | (1,393.6)        | 5.8%            |
| Electricity Grid Usage Charges                                       | (176.3)        | (178.1)          | -1.1%            | (711.1)        | (695.4)          | 2.3%            |
| <b>Net Margin</b>                                                    | <b>1,050.4</b> | <b>1,066.9</b>   | <b>-1.5%</b>     | <b>4,370.5</b> | <b>3,999.7</b>   | <b>9.3%</b>     |
| <i>Net Margin</i>                                                    | <i>61.7%</i>   | <i>59.4%</i>     | <i>2.3 p.p.</i>  | <i>66.7%</i>   | <i>65.7%</i>     | <i>1.0 p.p.</i> |
| <b>PMSO</b>                                                          | <b>(249.3)</b> | <b>(266.7)</b>   | <b>-6.5%</b>     | <b>(972.7)</b> | <b>(1,084.3)</b> | <b>-10.3%</b>   |
| Other Operating Income (ORO)                                         | 468.1          | 1,510.9          | -69.0%           | 473.6          | 1,645.6          | -71.2%          |
| <b>EBITDA</b>                                                        | <b>1,269.2</b> | <b>2,311.0</b>   | <b>-45.1%</b>    | <b>3,871.3</b> | <b>4,561.0</b>   | <b>-15.1%</b>   |
| NCI Dividends                                                        | 130.4          | 93.1             | 40.1%            | 383.1          | 230.9            | 65.9%           |
| Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives                    | 2.2            | 40.4             | -94.6%           | 17.8           | 47.3             | -62.4%          |
| Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits | (24.8)         | 9.7              | n.a.             | (43.0)         | (122.5)          | -64.9%          |
| Write-off of PPE                                                     | 24.1           | -                | n.a.             | 37.3           | -                | n.a.            |
| Reversal of Impairment of Property, Plant and Equipment              | (325.7)        | (1,500.1)        | n.a.             | (325.7)        | (1,500.1)        | n.a.            |
| Other Adjustments                                                    | -              | -                | n.a.             | -              | 21.8             | n.a.            |
| <b>Adjusted EBITDA</b>                                               | <b>1,075.4</b> | <b>954.1</b>     | <b>12.7%</b>     | <b>3,940.8</b> | <b>3,238.3</b>   | <b>21.7%</b>    |
| <i>Adjusted EBITDA Margin</i>                                        | <i>63.2%</i>   | <i>53.1%</i>     | <i>10.0 p.p.</i> | <i>60.1%</i>   | <i>53.2%</i>     | <i>6.9 p.p.</i> |

In 4Q25, the **Adjusted EBITDA** for the Generation segment totaled R\$ 1,075.4 million, an increase of R\$ 121.3 million (12.7%) compared to 4Q24. The change in the period mainly reflects:

- a) Net Margin:** R\$ 1,050.4 million in 4Q25, a 1.5% decrease compared to the same period of the previous year (R\$ 1,066.9 million), mainly due to lower hydro generation by MRE participants between periods (-6.2%) and higher curtailment at wind and solar assets. These effects were partially offset by inflation adjustments in energy sales contracts, the transfer of a 150 MWavg long-term USD-denominated sales contract from the Generation segment to the Commercialization segment (R\$ 42 million impact) and higher net modulation gains (+R\$ 23.9 million vs. 4Q24).

Compared to Net Margin in 3Q25 (R\$ 982.6 million), 4Q25 increased 6.9%, primarily driven by hydro seasonality, with a 13.9% increase in allocated generation in the quarter, considering firm energy allocation in the MRE and GSF (67% vs. 63% in 3Q25).

The R\$ 1.9 million decrease in Sector-specific Charges is explained by the reduction in average transmission and distribution rates for hydropower plants located in São Paulo state.

- b) PMSO:** R\$ 249.3 million in 4Q25, down 6.5% on 4Q24, mainly reflecting synergies resulting from the integration process following the acquisition of AES Brasil, as mentioned in the section [Consolidated Financial Performance](#). PMSO was virtually unchanged on 3Q25 (R\$ 251.9 million or -1.0%).
- c) ORO:** revenue of R\$ 468.1 million in 4Q25, compared with revenue of R\$ 1,510.9 million in the same period the previous year. This variation is mainly explained by the reversal of impairment of the Porto Primavera property, plant and equipment recorded in 4Q24, which added R\$ 1,500.1 million to the Generation segment result in that period, with no impact on Auren Energia's consolidated earnings.

In 4Q25, the Company recognized indemnification for CESP's Prudent Investments in the amount of R\$ 498.8 million, based on the reference dates of the expiration of the concession agreements of the Jupia, Ilha Solteira, Jaguari and Paraibuna hydro plants. This recognition occurred through the reversal of impairment in the amount of R\$ 325.7 million and the recognition of an additional R\$ 142.8 million. The remaining R\$ 30.3 million related to the total indemnification amount had already been recorded in property, plant and equipment and therefore did not impact quarterly results.

- d) Dividends:** dividends declared by hydro assets in which the Company holds noncontrolling interests totaled R\$ 130.4 million in 4Q25, R\$ 37.3 million higher than in the same period of 2024, mainly due to extraordinary dividends from Holding Pollarix, as further detailed in the section "Auren's NCI" under [Performance by Business Unit](#).

## Auren's Noncontrolling Interests

Supply-load balance and financial information are presented on a consolidated basis for the CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado holdings, in which the Company holds minority stakes and whose balances are recognized under the equity method in the Company's consolidated financial statements. Dividends from these interests are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

For detailed information on the corporate structure and the main characteristics of the hydro assets, please see the [Interactive Spreadsheet](#) and/or the [Modeling Guide available](#) on the Investor Relations website.

**| Table 12 | Supply-Load Balance of Hydro Assets with Noncontrolling Interests<sup>1</sup>**

| Volume (MWavg)                             | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       | 2029       |
|--------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Firm Energy of assets (a)                  | 213        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| Purchases (b)                              | 72         | 35         | 5          | 4          | 4          |
| <b>Resource (c) = (a)+(b)</b>              | <b>285</b> | <b>291</b> | <b>261</b> | <b>260</b> | <b>248</b> |
| Sales in ACL (d)                           | 285        | 256        | 256        | 256        | 244        |
| <b>Requisites (e)</b>                      | <b>285</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>256</b> | <b>244</b> |
| <b>Supply-load Balance (f) = (c) – (e)</b> | <b>-</b>   | <b>35</b>  | <b>5</b>   | <b>4</b>   | <b>4</b>   |

Analyzing the 4Q25 Supply-Load Balance compared to 3Q25, there was a 24 MWavg reduction in the assets' firm energy for 2025, resulting from the impact of the GSF realized during the period.

Since 2Q25, the Supply-Load Balance for Noncontrolling Interests only includes energy purchase and sale transactions with the market, excluding intercompany contracts between hydropower assets and the subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado and CBA Energia).

## Financial Performance and Dividend Payments

In this section, we present a Managerial Income Statement consolidating the financial performance of hydro assets in which Auren holds NCIs. This presentation is managerial, unaudited, and aims to help you understand the cash flow these assets generate, which ultimately results in dividend distribution to the Company.

Table 13 below highlights key items of these assets' results, jointly weighted by Auren's indirect equity interest, providing clearer insight into their operations. Note that none of the assets considered in this section carries debt on their individual balance sheets.

<sup>1</sup> Notes: (i) Firm energy of assets net of the MRE (GSF) adjustment applied; (ii) Firm energy net of internal and national grid losses (3%); (iii) Firm energy subject to hydrological risk (GSF); (iv) Reflects resources (firm energy and purchase contracts) and obligations (sales) proportional to Auren's equity interest in the NCI assets (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado).

**| Table 13 | Managerial Income Statement for Hydro Assets with NCIs**

| Managerial P&L Interests<br>(R\$ million based on Auren's equity interest) | 4Q25         | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025         | 2024<br>proforma | Change       |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------|---------------|--------------|------------------|--------------|
| Volume of Energy Sold (MWavg)                                              | 285          | 273              | 4.4%          | 269          | 270              | n.a.         |
| Net Margin (R\$/MWh)                                                       | 207          | 195              | 6.1%          | 203          | 181              | 11.9%        |
| <b>Net Margin</b>                                                          | <b>129.7</b> | <b>117.4</b>     | <b>10.5%</b>  | <b>477.5</b> | <b>428.4</b>     | <b>11.5%</b> |
| PMSO                                                                       | -6.0         | -6.2             | -3.2%         | -23.1        | -21.4            | 7.9%         |
| <b>Adjusted EBITDA<sup>1</sup></b>                                         | <b>123.7</b> | <b>111.2</b>     | <b>11.2%</b>  | <b>454.4</b> | <b>407.0</b>     | <b>11.6%</b> |
| Depreciation & Amortization                                                | -9.4         | -9.4             | n.a.          | -37.6        | -37.6            | n.a.         |
| Other Results (Including MtM)                                              | 2.8          | -60.4            | n.a.          | 14.2         | -10.1            | n.a.         |
| <b>EBIT</b>                                                                | <b>117.1</b> | <b>41.4</b>      | <b>182.9%</b> | <b>431.0</b> | <b>359.3</b>     | <b>20.0%</b> |
| Financial Result                                                           | 7.8          | -2.7             | n.a.          | 22.3         | -2.6             | n.a.         |
| <b>EBIT</b>                                                                | <b>124.9</b> | <b>38.7</b>      | <b>n.a.</b>   | <b>453.3</b> | <b>356.7</b>     | <b>27.1%</b> |
| Income Tax/Social Contribution                                             | -30.6        | -31.0            | -1.3%         | -112.0       | -108.2           | 3.5%         |
| <b>Net Income<sup>2</sup></b>                                              | <b>94.3</b>  | <b>7.7</b>       | <b>n.a.</b>   | <b>341.3</b> | <b>248.5</b>     | <b>37.3%</b> |
| <b>Dividends Announced</b>                                                 | <b>130.4</b> | <b>93.1</b>      | <b>40.1%</b>  | <b>363.7</b> | <b>230.9</b>     | <b>57.5%</b> |

4Q25 at a glance:

- Net Margin:** this R\$ 12.3 million margin improvement is explained primarily by higher average Difference Settlement Prices (PLD) in 4Q25 compared to 4Q24 (R\$ 265/MWh vs. R\$ 218/MWh respectively), applied over the surplus volume of 41 MWavg at CBA Energia and Pollarix.
- PMSO:** totaled R\$ 6.0 million in the fourth quarter of 2025 compared to R\$ 6.2 million in the same period of the previous year. The R\$ 0.2 million reduction is mainly explained by the postponement of road maintenance services at the Picada hydro plant to 2026.
- Adjusted EBITDA:** R\$ 123.7 million in 4Q25, an 11.2% increase compared to the R\$ 111.2 million recorded in 4Q24, mainly driven by the R\$ 12.3 million increase in net margin.
- Other Results:** other results improved by R\$ 63.2 million versus 4Q24, mainly influenced by mark-to-market (MtM) variation, reflecting the increase observed in the forward energy price curve, in addition to the accounting methodology adjustment for mark-to-market, which had generated a negative effect in 4Q24 at Enercan (+R\$ 70.8 million vs. 4Q24). This effect was partially offset by GSF reimbursements (-R\$ 7.3 million vs. 4Q24).
- Financial Result:** revenue of R\$ 7.8 million in 4Q25 versus expense of R\$ 2.7 million in the same period of the previous year, mainly due to: (i) monetary restatement of the UBP balance due to the decline in the IGP-M index applied to the Picada, Baesa and Enercan HPPs (R\$ 4.6 million); and (ii) the increase in financial investment income at Pollarix Holding and Amador Aguiar SPE, driven by higher available cash in both companies (balance of R\$ 169 million in 4Q25 vs. R\$ 56 million in 4Q24) plus CDI dynamics during the period.
- Announced Dividends:** R\$ 130.4 million in the fourth quarter of 2025, compared to R\$ 93.1 million in 4Q24, reflecting changes implemented in the dividend policy and in the dividend recognition method during 2025.

To return to the table of contents, click [here](#).

<sup>1</sup> Adjusted EBITDA excludes mark-to-market effects.

<sup>2</sup> Net Income reported can be found in Note 11 of Auren Energia's Financial Statements, which is the sum of the share of profit (loss) of the equity-accounted investees Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações.

## Commercialization

### Supply-Load Balance - Commercialization Segment

Table 14 presents the Company's Commercialization Supply-Load Balance, including sales margins for 2025 and 2026. The figures reflect volumes traded through the energy trading firms Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (formerly AES Comercializadora), Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

In 2025, Auren traded 6,583 MWavg of energy across end-consumer contracts and other counterparties, cementing its leadership position in Brazil's energy trading segment.

**| Table 14 | Supply-Load Balance of Auren's Commercialization Portfolio**

| Volume (MWavg)                                  | 2025       | 2026         | 2027        | 2028       | 2029         | 2030         |
|-------------------------------------------------|------------|--------------|-------------|------------|--------------|--------------|
| Purchases (A)                                   | 6,583      | 4,005        | 2,528       | 1,968      | 1,231        | 883          |
| Sales <sup>(1)</sup> (B)                        | 6,583      | 4,113        | 2,602       | 1,944      | 1,145        | 896          |
| <b>Contractual Margin<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b> | <b>4.8</b> | <b>7.7</b>   | <b>-</b>    | <b>-</b>   | <b>-</b>     | <b>-</b>     |
| <b>Commercialization Balance (A - B)</b>        | <b>0</b>   | <b>(108)</b> | <b>(74)</b> | <b>23</b>  | <b>86</b>    | <b>(13)</b>  |
| <b>Auren Consolidated Balance<sup>3</sup></b>   | <b>184</b> | <b>367</b>   | <b>467</b>  | <b>609</b> | <b>1,172</b> | <b>1,335</b> |

When analyzing the contractual margin of the Commercialization portfolio, it is important to consider (i) the role of short-term trading operations, which typically carry lower unit margins but involve high energy volumes – this type of transaction directly affects the average contractual margin of the trading company throughout the year as trading volumes grow; and (ii) the open exposure in the Commercialization Balance, which must be marked to market. For example, the 108 MWavg short position for 2026 will be marked to market based on prevailing prices for the respective period. Finally, to reconcile the Commercialization segment result, it is necessary to add the results of the other companies within the Commercialization ecosystem that are not reflected in the Supply-Load Balance presented above.

In 4Q25, portfolio management was marked by the movements below:

- a) 2026 and 2030: reduction of the short exposure by 42 MWavg and 29 MWavg, respectively. The decrease in the 2026 position reflects the strategy adopted in light of the recent increase in short and medium-term prices.
- b) 2027: increase in the short position due to energy sales in the Existing Energy Auction held at the end of 2025, with 110 MWavg allocated to this segment out of a total of 115 MWavg in the Northeast submarket, with supply in 2026 and 2027, aiming to mitigate inter-submarket price differential risk.
- c) 2028 and 2029: expansion of the long position, reinforcing portfolio risk management and ensuring continuity of sales to end consumers.
- d) The transfer of a 150 MWavg long-term dollar-denominated power purchase agreement from the Generation segment to the Commercialization segment – executed through an intercompany agreement in 2Q25 – aimed to allocate the energy sale contract and its hedge under the same entity. This transfer had a negative impact of R\$ 42 million on the Commercialization segment in 4Q25, in line with the previously announced negative impact of R\$ 102 million on 2025. In 2026, we estimate this assignment will have a negative impact of R\$ 99 million for the trader and a positive impact of the same magnitude for the Generation segment.

Note that this transaction has no effect on the Company's consolidated EBITDA. Excluding the effect of this contract assignment, the Commercialization margin would have been approximately R\$ 6.6/MWh in 2025, compared to the reported R\$ 4.8/MWh, and R\$ 10.4/MWh in 2026, compared to the reported R\$ 7.7/MWh.

- e) From a consolidated Auren Supply-Load Balance perspective, the reduction in the long position, considering both Generation and Commercialization segments jointly, is mainly the result of energy sales through the self-production agreements executed throughout 2025.

<sup>1</sup> Includes formal contracts in ACR and ACL.

<sup>2</sup> The contractual margin is calculated as the difference between revenue and expenses under formal contracts, divided by the sales volume. It does not include the valuation of exposure. Price baseline: December 31, 2025. Exchange rate: R\$ 5.32 (BRL/USD).

<sup>3</sup> The Consolidated Supply-Load Balance embraces both segments (Generation and Commercialization).

## Financial Performance of the Commercialization Segment

| Table 15 | Earnings for the Period

| R\$ million                                 | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025           | 2024<br>proforma | Change        |
|---------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| <b>Net Revenue</b>                          | <b>2,916.1</b> | <b>2,602.9</b>   | <b>12.0%</b>  | <b>9,244.4</b> | <b>7,079.8</b>   | <b>30.6%</b>  |
| Electricity Costs                           | (2,874.9)      | (2,599.2)        | 10.6%         | (8,919.7)      | (6,780.5)        | 31.5%         |
| <b>Net Margin</b>                           | <b>41.2</b>    | <b>3.7</b>       | <b>n.a.</b>   | <b>324.7</b>   | <b>299.3</b>     | <b>8.5%</b>   |
| <i>Net Margin</i>                           | 1.4%           | 0.1%             | 1.3 p.p.      | 3.5%           | 4.2%             | -0.7 p.p.     |
| <b>PMSO</b>                                 | <b>(43.1)</b>  | <b>(33.7)</b>    | <b>27.7%</b>  | <b>(140.5)</b> | <b>(103.9)</b>   | <b>35.1%</b>  |
| Other Operating Income (ORO)                | 156.1          | (86.5)           | n.a.          | 303.5          | (61.1)           | n.a.          |
| <b>EBITDA</b>                               | <b>154.1</b>   | <b>(116.5)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>487.7</b>   | <b>134.2</b>     | <b>n.a.</b>   |
| Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures | (124.8)        | 85.0             | n.a.          | (267.7)        | 66.9             | n.a.          |
| Other Adjustments                           | (52.2)         | 0.3              | n.a.          | (49.0)         | 1.0              | n.a.          |
| <b>Adjusted EBITDA</b>                      | <b>(22.8)</b>  | <b>(31.3)</b>    | <b>-27.1%</b> | <b>170.9</b>   | <b>202.1</b>     | <b>-15.4%</b> |
| <i>Adjusted EBITDA Margin</i>               | -0.8%          | -1.2%            | 0.4 p.p.      | 1.8%           | 2.9%             | -35.2%        |

**Adjusted EBITDA** reached -R\$ 22.8 million in 4Q25 as compared to -R\$ 31.3 million in 4Q24. Had the aforesaid contract transfer not occurred, the Adjusted EBITDA for 4Q25 would have been R\$ 19.2 million. The variation vs. 4Q24 is mainly explained by:

- a) **Net Margin:** Excluding (i) the negative impact of R\$ 42.0 million in the Commercialization segment in 4Q25 related to the assignment of the previously mentioned 150 MWavg contract and (ii) the one-off negative effect of R\$ 49.3 million in 4Q24 from the exposure adjustment to defaulting trading counterparties, the period would show a positive variation of R\$ 33.2 million. This variation is mainly explained by higher margins in trading operations carried out during the period and by the contribution of the other companies within the Commercialization ecosystem (+R\$ 7.9 million vs. 4Q24). It is worth highlighting that, on a full-year basis, the companies within the Commercialization ecosystem not reflected in the segment's Supply-Load Balance recorded Net Margin of R\$ 55.1 million.
- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses for the Commercialization segment totaled R\$ 43.1 million in 4Q25, compared to R\$ 33.7 million in 4Q24. The variations mainly reflect the addition of Way2, with an impact of R\$ 8.4 million.
- c) **Other Operating Income (Expenses):** income of R\$ 156.1 million, primarily due to the mark-to-market of future energy sales contracts, totaling R\$ 124.8 million, the remeasurement of the initial investment in Way2 (R\$ 52.2 million), and the impairment recognized in the quarter related to investments within the Commercialization ecosystem (R\$ 13.5 million).

To return to the table of contents, click [here](#).

## Consolidated Financial Performance

### Proforma Statement of Profit or Loss

**Note:** Considering the completion of the transaction with AES Brasil Energia on 10/31/2024, to assist the market in analyzing the results and facilitate the visualization and interpretation of the Company's 3Q25 data, the figures related to the 4Q24 Quarterly Financial Information are presented in an unaudited proforma view, considering the combined operations of AES Brasil and Auren from 01/01/2024 exclusively for comparative purposes. The accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., as disclosed in the 2024 Quarterly Financial Statements, were accordingly consolidated by summing the figures of both companies and eliminating intercompany transactions. Additionally, reclassifications were made for comparability and better presentation purposes.

The Company emphasizes that the pro forma information (i) is for informational purposes only and was prepared solely to assist the market in simulating combined results in light of the transaction with AES Brasil, and is intended solely to facilitate the visualization and interpretation of 4Q25 data; (ii) was prepared by the Company, has not been audited or reviewed by independent auditors, and under no circumstances constitutes financial statements under applicable laws and regulations; (iii) is presented on a voluntary basis; (iv) should not be relied on for investment decisions, nor interpreted as a projection of the Company's future performance; (v) does not replace any previously disclosed audited financial information from either company; and (vi) investors are advised to conduct an independent analysis of the pro forma information, always and only in conjunction with the Company's reviewed or audited financial information.

In addition to the Generation and Commercialization segments, the results presented here include the holding & pipeline segment and eliminations. The share of profit (loss) of equity-accounted investees includes assets not controlled by the Company: (i) Auren's NCIs in hydropower assets, detailed in the section "Auren's NCIs", in the chapter [Performance by Business Unit](#), plus Auren's 50% interest in the joint venture between the Tucano wind cluster and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which recorded EBITDA<sup>1</sup> of R\$ 9.4 million in 4Q25 and R\$ 42.0 million in 2025. For further information, see Note 10 to the Quarterly Financial Information.

**| Table 16 | Earnings for the Period**

| R\$ million                                                                             | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025             | 2024<br>proforma | Change       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| <b>Net Revenue</b>                                                                      | <b>3,801.7</b> | <b>3,598.9</b>   | <b>5.6%</b>   | <b>13,177.0</b>  | <b>11,250.8</b>  | <b>17.1%</b> |
| Power Purchase Cost                                                                     | (2,533.8)      | (2,349.8)        | 7.8%          | (7,770.1)        | (6,254.7)        | 24.2%        |
| Electricity Grid Usage Charges                                                          | (173.9)        | (178.6)          | -2.7%         | (711.7)          | (705.1)          | 0.9%         |
| <b>Net Margin</b>                                                                       | <b>1,094.1</b> | <b>1,070.5</b>   | <b>2.2%</b>   | <b>4,695.1</b>   | <b>4,291.0</b>   | <b>9.4%</b>  |
| <i>Net Margin</i>                                                                       | 28.8%          | 29.7%            | -1.0 p.p.     | 35.6%            | 38.1%            | -2.5 p.p.    |
| <b>Costs and Expenses (PMSO)</b>                                                        | <b>(341.2)</b> | <b>(370.5)</b>   | <b>-7.9%</b>  | <b>(1,270.4)</b> | <b>(1,353.3)</b> | <b>-6.1%</b> |
| Other Operating Income (ORO)                                                            | 722.0          | (310.7)          | n.a.          | 609.0            | 164.8            | 269.6%       |
| <b>EBITDA</b>                                                                           | <b>1,474.9</b> | <b>389.3</b>     | <b>278.9%</b> | <b>4,033.7</b>   | <b>3,102.5</b>   | <b>30.0%</b> |
| Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)                                       | (239.4)        | 321.2            | n.a.          | (127.9)          | (13.1)           | n.a.         |
| NCI Dividends                                                                           | 130.4          | 93.1             | 40.1%         | 383.1            | 230.9            | 65.9%        |
| Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)                                | 5.8            | 79.6             | -92.7%        | 35.3             | 92.9             | -61.9%       |
| Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO) | (24.4)         | 9.9              | n.a.          | (40.8)           | (121.9)          | -66.6%       |
| Write-off of PPE (ORO)                                                                  | 40.2           | -                | n.a.          | 59.7             | -                | n.a.         |
| Remeasurement of the Initial Investment Way2 (ORO)                                      | (52.2)         | -                | n.a.          | (52.2)           | -                | n.a.         |
| Reversal of Impairment (ORO)                                                            | (325.7)        | (3.2)            | n.a.          | (325.7)          | (3.2)            | n.a.         |
| Other Adjustments (ORO)                                                                 | -              | -                | n.a.          | 3.1              | 21.8             | -86.0%       |
| <b>Adjusted EBITDA</b>                                                                  | <b>1,009.7</b> | <b>889.8</b>     | <b>13.5%</b>  | <b>3,968.3</b>   | <b>3,309.9</b>   | <b>19.9%</b> |
| <i>Adjusted EBITDA Margin</i>                                                           | 26.6%          | 24.7%            | 1.8 p.p.      | 30.1%            | 29.4%            | 0.7 p.p.     |
| Depreciation and Amortization                                                           | (477.4)        | (256.9)          | 85.9%         | (1,923.0)        | (1,371.5)        | 40.2%        |
| Share of Profit (Loss) of Equity-Accounted Investees                                    | 60.2           | (12.7)           | n.a.          | 205.3            | 156.0            | 31.6%        |
| Net Financial Result                                                                    | (432.0)        | (547.3)          | -21.1%        | (2,433.9)        | (1,638.5)        | 48.5%        |
| <b>EBIT</b>                                                                             | <b>625.6</b>   | <b>(427.6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(117.8)</b>   | <b>248.5</b>     | <b>n.a.</b>  |
| Taxes (IR/CSLL)                                                                         | (271.0)        | 64.0             | n.a.          | (440.1)          | (281.2)          | 56.5%        |
| <b>Net Profit</b>                                                                       | <b>354.7</b>   | <b>(363.6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557.9)</b>   | <b>(32.7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

<sup>1</sup> Including Auren Participações' proportional interest in the joint venture.

To enhance transparency and assist investors and analysts in their evaluations, the Company provides an [Interactive Spreadsheet](#) and [Modeling Guide](#) on its Investor Relations website.

## Net Margin

Net Margin – Net Revenue less Energy Purchase Costs and Sector Charges – totaled R\$ 1,094.1 million in 4Q25, a 2.2% increase compared to 4Q24 (R\$ 1,070.5 million).

As highlighted in the respective sections addressing each business segment, the main effects influencing this result were: (i) lower hydro generation in 4Q25 and higher curtailment at wind and solar assets in the Generation segment (ii) the one-off negative effect of R\$ 49.3 million recorded in 4Q24 related to the exposure adjustment to defaulting Commercialization counterparties (iii) higher margins from Commercialization operations in the Commercialization segment in 4Q25 (iv) a R\$ 7.9 million increase in margins from other companies within the Commercialization ecosystem (v) a R\$ 37.5 million increase resulting from modulation effects (vi) the R\$ 1.9 million decrease in Sector-specific Charges is explained by the reduction in average transmission and distribution rates for hydropower plants located in São Paulo state.

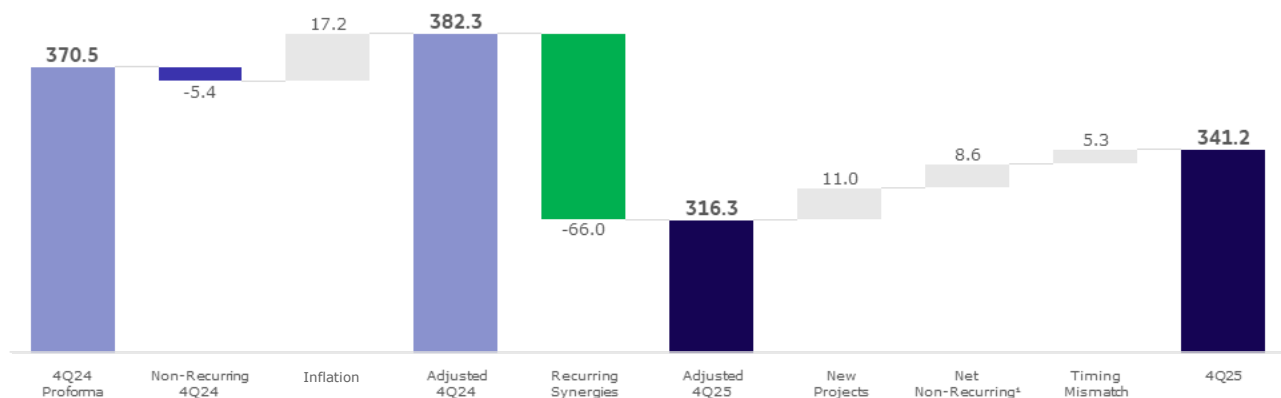
Compared to 3Q25, the R\$ 100.4 million increase is mainly explained by hydro seasonality, with higher firm energy allocation and GSF of 67% in the fourth quarter (vs. 63% in 3Q25), in addition to a R\$ 4.9 million increase in modulation gains.

## Costs and Expenses (PMSO)

Operating Costs and General and Administrative Expenses (PMSO), on a comparable basis and excluding growth initiatives and nonrecurring items, dropped by R\$ 66.0 million (17.3%) compared to 4Q24, underscoring Management's commitment to efficiency initiatives and capturing value.

Expenses related to growth through New Projects are associated with the phased commissioning of Sol de Jaíba in 2024 (R\$ 2.6 million) and expenses related to Way2 (R\$ 8.4 million), which has been consolidated since July 2025. Regarding non-recurring items, expenses related to the merger with AES Brasil totaled R\$ 8.6 million.

| Chart 18 | Quarterly PMSO – 4Q25 x 4Q24 (R\$ million)



Total PMSO reached R\$ 341.2 million in 4Q25 vs R\$ 370.5 million in 4Q24, a nominal reduction of 7.9%. Compared to 3Q25 (R\$ 335.7 million), costs and expenses increased by 1.7%, mainly explained by the timing mismatch of expenses between periods, with certain amounts recognized in 4Q25.

The change between periods is explained by:

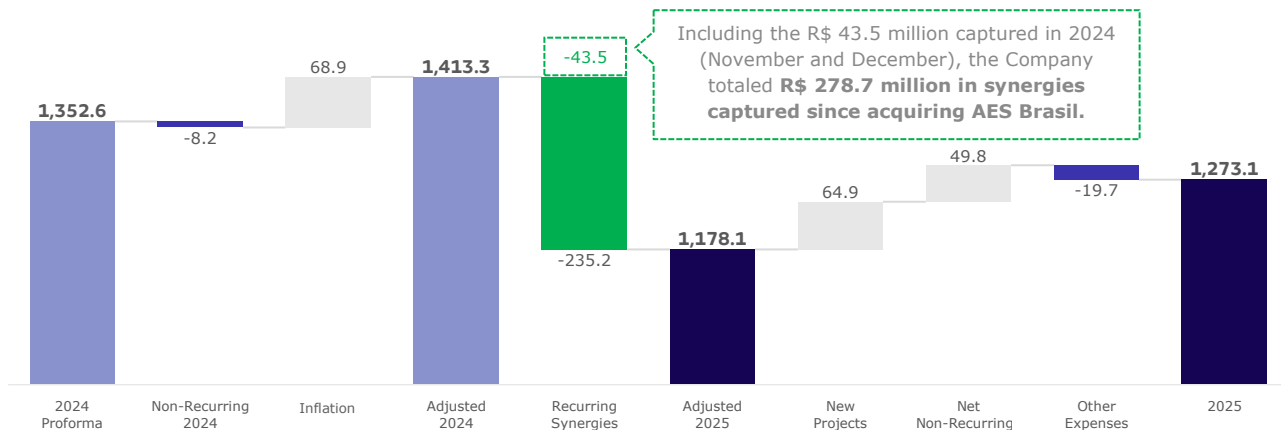
- Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R\$ 132.0 million in 4Q25, a nominal decrease of 3.2% compared to the same period in 2024 (R\$ 136.4 million), reflecting the synergies captured since the acquisition of AES Brasil. Compared to 3Q25 (R\$ 118.8 million), expenses increased by 11.0%, reflecting seasonality associated with the annual salary base adjustment.
- Materials and Outsourced Services (MS):** these costs totaled R\$ 153.9 million in 4Q25, a nominal reduction of 15.4% (R\$ 28.0 million vs. 4Q24 (R\$ 181.8 million), mainly due to renegotiations of and improvements to O&M contracts (R\$ 21.3 million), significant reductions in IT costs (R\$ 5.0 million), lower consulting expenses, and

<sup>1</sup> Includes non-recurring expenses related to integration efforts under the AES Brasil acquisition (layoffs, consulting, audits, legal fees, among others).

renegotiation of maintenance and engineering contracts as part of synergy initiatives. Compared to 3Q25 (R\$ 157.2 million), expenses decreased by 2.1%, reflecting the progressive capture of synergies.

- c) Other (O):** R\$ 55.4 million in 4Q25, a 5.8% increase compared to 4Q24 (R\$ 52.3 million). This increase was primarily due to the change in the cluster lease expense accounting methodology, which has been recognized as an operating expense since 4Q24 (R\$ 5.2 million). There was also a positive impact from the renegotiation of insurance policies (R\$ 10.7 million). Compared to 3Q25 (R\$ 59.6 million), expenses decreased by 7.1%, mainly reflecting the seasonality of lease expenses in line with the generation profile.
- d) Timing Mismatch:** an increase of R\$ 5.3 million in 4Q25, mainly due to the deferral of expenses realized in the previous quarters to the fourth quarter of 2025.

**| Chart 19 | Full year PMSO – 2025 x 2024 (R\$ million)**



Analyzing PMSO synergy capture since the closing of the AES Brasil acquisition on October 31, 2024, Auren achieved a cumulative annual reduction of R\$ 278.7 million, exceeding the previously disclosed estimated annual savings of R\$ 250.0 million, which had already represented a significant increase compared to the R\$ 120 million announced at the time of signing. With the support of an external Zero-Based Budget consulting firm, in December 2025, the Company launched a new initiative aimed at further cost optimization and capturing additional synergies starting in 2026.

### Other Operating Income (Expenses)

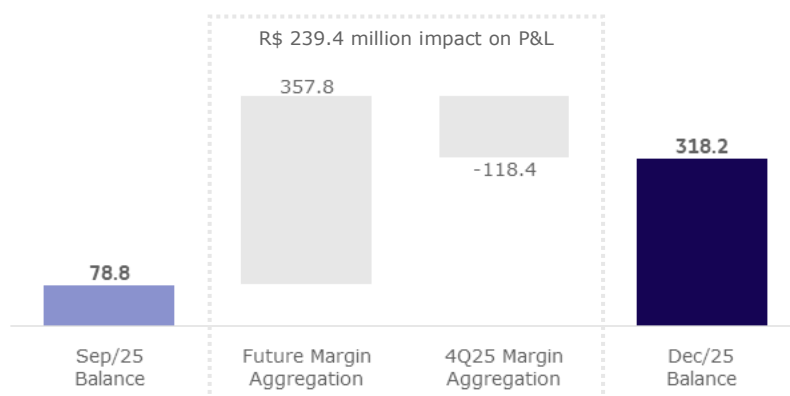
The item Other Operating Revenue (Expenses) (ORO) amounted to revenue of R\$ 722.0 million in 4Q25 compared with an expense of R\$ 310.7 million in 4Q24. The variation is mainly explained by the mark-to-market effect of future energy contracts of R\$ 239.4 million in 4Q25 and -R\$ 321.2 million in 4Q24.

In the fourth quarter of 2025, we recognized indemnification for CESP's Prudent Investments in the amount of R\$ 498.8 million, based on the reference dates of the expiration of the concession agreements of the Jupia, Ilha Solteira, Jaguari and Paraibuna hydro plants. This recognition occurred through the reversal of impairment in the amount of R\$ 325.7 million and the recognition of an additional R\$ 142.8 million. The remaining R\$ 30.3 million related to the total indemnification amount had already been recognized in the assets' property, plant and equipment and therefore did not impact 4Q25 results.

Chart 20 illustrates the change, throughout 4Q25, in the mark-to-market valuations for energy volumes scheduled for future delivery, with the realization of positions built in previous periods amounting to R\$ 118.4 million. As stated in recent quarterly releases, changes in future margins do not affect the contracted energy margin for the year, as reflected in the Supply-Load Balance of the Commercialization Segment. The increase in future margin reflects the upward movement of the forward energy price curve between quarters.

As previously discussed, the current accounting methodology applied to the Commercialization contracts generates quarter-to-quarter variations in the mark-to-market of projected annual energy margins. As a result, certain periods may reflect the accounting anticipation of margins that will be realized throughout the year. To reduce this effect across quarters, the Company will implement an enhancement to this methodology, effective as of 1Q26.

**| Chart 20 | Mark-to-Market Balance Throughout 2025 (R\$ million)**



### Adjusted EBITDA

Auren reported an adjusted EBITDA of R\$ 1,009.7 million in 4Q25, an increase of 13.5% or R\$ 119.8 million compared with the same period the previous year. Excluding the impact of the recognition of the CESP Prudent Investments Indemnification (R\$ 142.8 million), Adjusted EBITDA in 4Q25 would have totaled R\$ 866.9 million, a decrease of 2.6% compared to the same period last year. The main headwinds were curtailment and GSF (67% vs. 80% in 4Q24) both at levels worse than expected by the Company and the market overall.

On the same basis, compared to 3Q25, there was growth of 12.2%, mainly driven by hydro seasonality, with a 13.9% increase in allocated generation in the quarter, already counting the firm energy allocated in the MRE, in addition to the impact of GSF.

The dividends declared on Auren's NCIs in 4Q25 totaled R\$ 130.4 million, fully associated with NCIs in hydropower plants, in line with the strategy to distribute dividend payments more evenly throughout the year and the extraordinary dividends received by the Pollarix holding company, as explained in greater detail in the "Auren's NCIs" section in the [Performance by Business Unit](#) chapter.

### Financial Result

**| Table 17 | Consolidated Financial Result**

| R\$ million                     | 4Q25           | 4Q24 proforma  | Change        | 2025             | 2024 proforma    | Change       |
|---------------------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| Financial Revenue               | 319.0          | 313.4          | 1.8%          | 1,038.1          | 954.2            | 8.8%         |
| Financial Expenses <sup>1</sup> | (751.0)        | (860.7)        | -12.7%        | (3,472.1)        | (2,592.7)        | 33.9%        |
| <b>Net Financial Result</b>     | <b>(432.0)</b> | <b>(547.3)</b> | <b>-21.1%</b> | <b>(2,433.9)</b> | <b>(1,638.5)</b> | <b>48.5%</b> |

The net financial result was an expense of R\$ 432.0 million in 4Q25 compared with an expense of R\$ 547.3 million in the same period of 2024.

- a) **Financial Income:** the 1.8% increase is mainly explained by the recognition of the present value adjustment of contributions related to self-production transactions recorded in the quarter, partially offset by lower returns on financial investments due to a reduced liquidity balance (R\$ 5.5 billion in 4Q25 vs. R\$ 8.1 billion in 4Q24).
- b) **Financial Expenses:** R\$ 751.0 million in 4Q25 vs. an expense of R\$ 860.7 million in 4Q24. The R\$ 109.7 million decrease is mainly due to:
  - a. **Charges and Monetary Restatement:** the R\$ 101.3 million variance is explained mainly by the R\$ 52.3 million reduction in interest expenses and fair value on loans, and a R\$ 49.1 million QoQ drop in monetary restatement, primarily due to the reduction in gross debt between the quarters from R\$ 27.0 billion in 4Q24 to R\$ 24.5 billion in 4Q25.

Compared to 3Q25 (R\$ 625.3 million), financial expenses decreased by 30.9%, mainly due to funding costs of R\$ 103.2 million related to the 2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> Debenture Issuances of Auren Participações, which were incurred in the third quarter.

<sup>1</sup> For comparability purposes, we highlight that the fair value effects of loans, financing, debentures and derivative financial instruments are presented net within finance costs, differing from the accounting treatment applied in the financial statements.

## Net Profit

| Table 18 | Consolidated Net Income

| R\$ million                                          | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025           | 2024<br>proforma | Change       |
|------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|--------------|
| <b>EBITDA</b>                                        | <b>1,474.9</b> | <b>389.3</b>     | <b>278.9%</b> | <b>4,033.7</b> | <b>3,102.5</b>   | <b>30.0%</b> |
| Depreciation and Amortization                        | (477.5)        | (256.9)          | 85.9%         | (1,923.0)      | (1,371.5)        | 40.2%        |
| Share of Profit (Loss) of Equity-Accounted Investees | 60.2           | (12.7)           | n.a.          | 205.3          | 156.0            | 31.6%        |
| Net Finance Income (Loss)                            | (432.0)        | (547.3)          | -21.1%        | (2,433.9)      | (1,638.5)        | 48.5%        |
| Taxes (IR/CSLL)                                      | (271.0)        | 64.0             | n.a.          | (440.1)        | (281.2)          | 56.5%        |
| <b>Net Profit</b>                                    | <b>354.7</b>   | <b>(363.6)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(557.9)</b> | <b>(32.7)</b>    | <b>n.a.</b>  |

As a result of the aforesaid factors and changes in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded a profit of R\$ 354.7 million in 4Q25 compared to a loss of R\$ 363.6 million in 4Q24. The main changes were as follows.

- a) **EBITDA:** Consolidated EBITDA of R\$ 1,474.9 million in 4Q25 compared to R\$ 389.3 million in 4Q24, an increase of R\$ 1,085.6 million, as previously explained.
- b) **Depreciation/Amortization:** R\$ 477.5 million in 4Q25 compared to R\$ 256.9 million in 4Q24, an increase of R\$ 220.6 million, mainly reflecting the accounting adjustment recorded in 4Q24 to align depreciation of the Porto Primavera asset to fair value (R\$ 190 million) and the amortization of the purchase price allocation (PPA) arising from the acquisition of AES Brasil, which began to be recognized as of November.
- c) **Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** expense of R\$ 271.0 million in 4Q25, mainly driven by: (i) IR/CS paid by the Commercialization segment, (ii) IR/CS paid by renewable assets under the Presumed Profit tax basis, (iii) tax losses arising from finance costs in certain entities where no deferred tax asset was recognized.
- d) **Share of Profit (Loss) of Equity-Accounted Investees:** R\$ 60.2 million in 4Q25 vs. -R\$ 12.7 million in 4Q24. Equity income was negative in 4Q24 owing to weaker equity income, mainly due to changes in the mark-to-market of future energy contracts, with no cash impact or effect on dividends received by Auren.

## Statement of Profit or Loss by Segment

Table 19 presents the Statement of Profit or Loss for each business segment – Generation, Commercialization and Holding – along with the necessary eliminations to arrive at the consolidated result for the period.

**| Table 19 | Statement of Profit or Loss by Segment and Consolidated – 4Q25**

| R\$ million                                                                             | Generation     | Commercialization | Holding Company | Eliminations   | Consolidated   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|
| <b>Net Revenue</b>                                                                      | <b>1,702.3</b> | <b>2,916.1</b>    | <b>-</b>        | <b>(816.7)</b> | <b>3,801.7</b> |
| Power Purchase Cost                                                                     | (475.6)        | (2,874.8)         | -               | 816.7          | (2,533.8)      |
| Electricity grid usage charges                                                          | (176.3)        | (0.1)             | 2.5             | -              | (173.9)        |
| <b>Net Margin</b>                                                                       | <b>1,050.4</b> | <b>41.2</b>       | <b>2.5</b>      | <b>-</b>       | <b>1,094.1</b> |
| <i>Net Margin</i>                                                                       | <i>61.7%</i>   | <i>1.4%</i>       | <i>-</i>        | <i>-</i>       | <i>28.8%</i>   |
| <b>Costs and Expenses (PMSO)</b>                                                        | <b>(249.3)</b> | <b>(43.1)</b>     | <b>(48.8)</b>   | <b>-</b>       | <b>(341.2)</b> |
| Other Operating Income (ORO)                                                            | 468.1          | 156.1             | (16.7)          | 114.6          | 722.1          |
| <b>EBITDA</b>                                                                           | <b>1,269.2</b> | <b>154.1</b>      | <b>(63.1)</b>   | <b>114.6</b>   | <b>1,474.9</b> |
| Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)                                       | -              | (124.8)           | -               | (114.6)        | (239.4)        |
| NCI Dividends                                                                           | 130.4          | -                 | -               | -              | 130.4          |
| Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)                                | 2.2            | -                 | 3.7             | -              | 5.8            |
| Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO) | (24.8)         | -                 | 0.4             | -              | (24.4)         |
| Write-off of PPE (ORO)                                                                  | 24.1           | -                 | 16.1            | -              | 40.2           |
| Reversal of Impairment (ORO)                                                            | (325.7)        | -                 | -               | -              | (325.7)        |
| Remeasurement of the Initial Investment Way2 (ORO)                                      | -              | (52.2)            | -               | -              | (52.2)         |
| <b>Adjusted EBITDA</b>                                                                  | <b>1,075.4</b> | <b>(22.8)</b>     | <b>(42.9)</b>   | <b>-</b>       | <b>1,009.7</b> |
| <i>Adjusted EBITDA Margin</i>                                                           | <i>63.2%</i>   | <i>-0.8%</i>      | <i>-</i>        | <i>-</i>       | <i>26.6%</i>   |
| Depreciation and Amortization                                                           | (463.1)        | (4.8)             | (9.6)           | -              | (477.5)        |
| Share of profit (loss) of equity-accounted investees                                    | 62.9           | (2.7)             | -               | -              | 60.2           |
| Net Finance Income (Loss)                                                               | (266.5)        | 16.1              | (181.6)         | -              | (432.0)        |
| <b>EBIT</b>                                                                             | <b>602.5</b>   | <b>162.8</b>      | <b>(254.3)</b>  | <b>114.6</b>   | <b>625.6</b>   |
| Taxes (IR/CSLL)                                                                         | (202.2)        | (57.4)            | 27.6            | (39.0)         | (271.0)        |
| <b>Net Profit</b>                                                                       | <b>400.3</b>   | <b>105.4</b>      | <b>(226.6)</b>  | <b>75.7</b>    | <b>354.7</b>   |

## Indebtedness

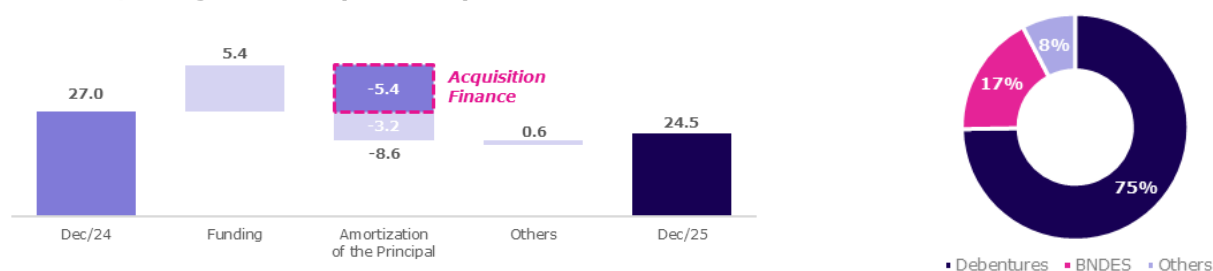
At December 31, 2025, Company's consolidated gross debt totaled R\$ 24.5 billion, a R\$ 2.5 billion decrease compared to the December 2024 closing. Average debt maturity was extended to around 6.9 years, longer than the 5.9 years at the end of 2024.

At year-end, the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio (leverage) reached 4.8x, a reduction of 0.9x compared to year-end 2024, mainly reflecting the results of the liability management initiatives, combined with higher asset availability and captured PMSO synergies.

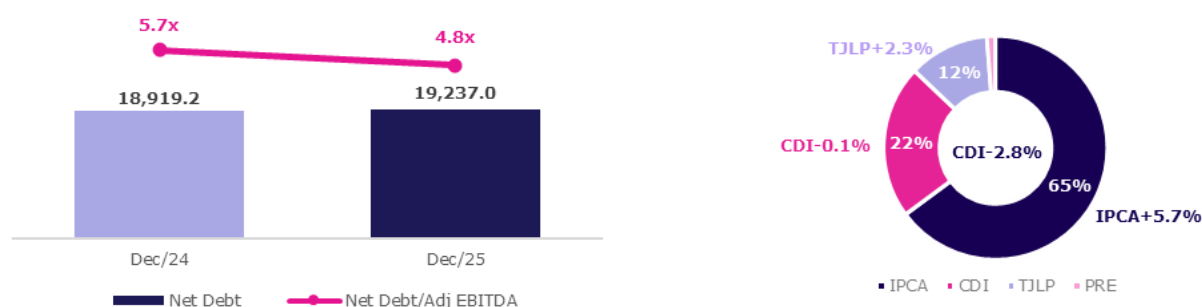
Throughout 2025, Auren successfully executed and completed its liability management strategy, supported by a continuous commitment to efficiency and disciplined capital allocation. Through funding raised on attractive terms, the Company extended the average maturity of its debt compared to year-end 2024, thereby strengthening short-term liquidity. In addition, the replacement of debt instruments with more competitive alternatives resulted in a meaningful reduction in the average cost of debt, optimizing the capital structure. Compared to 3Q25, both the average maturity and the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio remained broadly stable.

Approximately 65% of the net debt is indexed to the IPCA, the same index that restates the Company's energy sale agreements, providing a natural hedge against future fluctuations. A small portion, representing only 22%, is indexed to CDI. The average cost of the gross debt dropped to CDI-2.8% per year.

| Chart 21 | Changes in Debt (R\$ billion) and Gross Debt Profile

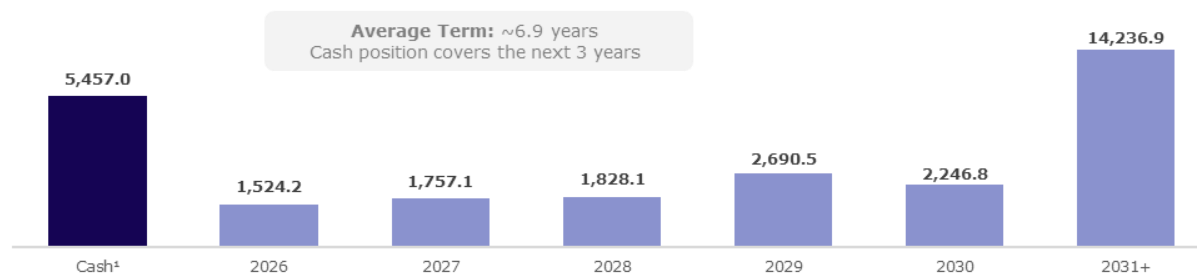


| Chart 22 | Net Debt (R\$ million), Leverage and Net Debt Profile



At the end of 4Q25, Auren recorded liquidity<sup>1</sup> of R\$ 5,457.0 million, a robust position that ensures full compliance of its financial obligations for the coming years. As shown in Graph 23, the liability management strategy prevented significant debt maturity concentrations in the near term.

| Chart 23 | Amortization Schedule of the Gross Debt Principal (R\$ million)



| Table 20 | Debt (December 31, 2025)

| R\$ million                                   | Dec/25          | Dec/24          | Change       | Sep/25          | Change       |
|-----------------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| <b>Gross Debt</b>                             | <b>24,521.3</b> | <b>27,044.7</b> | <b>-9.3%</b> | <b>24,828.9</b> | <b>-1.2%</b> |
| Derivative Financial Instruments <sup>2</sup> | 8.7             | (182.6)         | n.a.         | 90.8            | -90.4%       |
| Leases                                        | 164.1           | 170.6           | -3.8%        | 166.0           | -1.2%        |
| <b>Adjusted Gross Debt<sup>3</sup></b>        | <b>24,694.1</b> | <b>27,032.7</b> | <b>-8.7%</b> | <b>25,085.7</b> | <b>-1.6%</b> |
| Cash <sup>4</sup>                             | 5,457.0         | 8,113.5         | -32.7%       | 6,062.3         | -10.0%       |
| <b>Net Debt</b>                               | <b>19,237.0</b> | <b>18,919.2</b> | <b>1.7%</b>  | <b>19,023.4</b> | <b>1.1%</b>  |
| Adjusted EBITDA                               | 3,968.3         | 3,309.9         | 19.9%        | 3,848.5         | 3.1%         |
| <b>Net Debt/Adjusted EBITDA</b>               | <b>4.8x</b>     | <b>5.7x</b>     | <b>-0.9x</b> | <b>4.9x</b>     | <b>-0.1x</b> |

For more details on the Company's indebtedness, including individual terms of each issuance, see the [Interactive Spreadsheet](#) available in Excel format in the on the Investor Relations website.

<sup>1</sup> Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

<sup>2</sup> Includes mark-to-market of financial derivatives, except for those related to energy trading operations.

<sup>3</sup> Includes loans, financing and debentures, net of the related derivatives operations.

<sup>4</sup> Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

## Financial Covenants – Auren Operações

At the end of December 2025, R\$ 3.8 billion of the Company's total gross debt was subject to financial covenants at the subsidiary Auren Operações, which include: (i) a leverage ceiling of 4.5x, measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio, which closed the period at 2.18x; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Finance Costs) above 1.25x, which closed the period at 2.66x, meeting contractual obligations.

Upon completion of the corporate restructuring process, if finalized as planned, the Company will no longer have Net Debt/Adjusted EBITDA covenants in its debt structure. Upon completion of the corporate restructuring process, if finalized as planned, the Company will no longer have Net Debt/Adjusted EBITDA covenants in its debt structure.

## Ratings

During 4Q25, Fitch reaffirmed Auren's corporate rating at the highest level (AAA), maintaining a stable outlook. This decision reinforces Auren's financial strength despite its elevated leverage, reflecting the positive effects of asset integration and the agency's confidence in the Company's strategic positioning and the robustness of its financial structure.

For more details, visit the [Financial Information - Ratings](#) section on the Company's Investor Relations website.

## Free Cash Flow

**| Table 21 | Consolidated Free Cash Flow**

| R\$ million                                                            | 4Q25           | 4Q24<br>proforma | Change        | 2025             | 2024<br>Proforma | Change        |
|------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| Adjusted EBITDA                                                        | 1,009.7        | 889.8            | 13.5%         | 3,968.3          | 3,309.9          | 19.9%         |
| Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives                      | 5.8            | 79.6             | -92.7%        | 35.3             | 92.9             | -61.9%        |
| IR/CS Cash                                                             | (47.8)         | (12.6)           | 281.1%        | (252.5)          | (227.3)          | 11.1%         |
| Working Capital and Others                                             | (70.0)         | 15.3             | n.a.          | 253.2            | 292.9            | -13.6%        |
| Sustaining Capex                                                       | (167.2)        | (26.6)           | n.a.          | (353.2)          | (274.3)          | 28.8%         |
| <b>Operating Cash Flow (FCO)</b>                                       | <b>730.5</b>   | <b>945.5</b>     | <b>-22.7%</b> | <b>3,651.2</b>   | <b>3,194.1</b>   | <b>14.3%</b>  |
| Debt Service                                                           | (576.1)        | (437.0)          | 31.8%         | (2,329.7)        | (1,535.2)        | 51.7%         |
| <b>FCO after Debt Service</b>                                          | <b>154.3</b>   | <b>508.5</b>     | <b>-69.7%</b> | <b>1,321.5</b>   | <b>1,658.9</b>   | <b>-20.3%</b> |
| Cash Conversion Ratio                                                  | 15.3%          | 57.1%            | 41.9 p.p.     | 33.3%            | 50.1%            | 16.8 p.p.     |
| Projects CAPEX                                                         | (299.3)        | (277.7)          | 7.8%          | (617.1)          | (798.6)          | -22.7%        |
| Payment of Litigation, Liabilities and Court Settlements               | (27.0)         | 57.4             | n.a.          | (77.6)           | 12.0             | n.a.          |
| Borrowing                                                              | 174.6          | 7,902.8          | -97.8%        | 5,321.1          | 12,099.3         | -56.0%        |
| Amortization                                                           | (696.3)        | (2,030.9)        | -65.7%        | (8,499.5)        | (3,979.2)        | 113.6%        |
| Redemption from (investment into) Short-Term Investments               | 40.0           | -                | n.a.          | (553.7)          | -                | n.a.          |
| Capital Increase in Investees                                          | 6.0            | 62.2             | -90.4%        | (4.7)            | 50.9             | n.a.          |
| Dividends                                                              | -              | -                | n.a.          | (241.8)          | (492.0)          | -50.8%        |
| Acquisition of Investment                                              | -              | (6,358.7)        | n.a.          | (80.3)           | (6,524.0)        | -98.8%        |
| Receipt on Disposal of Investees                                       | -              | -                | n.a.          | 63.5             | 31.5             | 101.4%        |
| Share Buyback                                                          | (5.5)          | (53.6)           | -89.7%        | (5.5)            | (53.6)           | -89.7%        |
| Investment Acquisition - Esfera                                        | -              | -                | n.a.          | (0.4)            | (57.9)           | -99.2%        |
| <b>Free Cash Flow</b>                                                  | <b>(653.2)</b> | <b>(190.0)</b>   | <b>n.a.</b>   | <b>(3,374.4)</b> | <b>1,947.2</b>   | <b>n.a.</b>   |
| Opening Cash Balance                                                   | 4,479.4        | 7,390.5          | -39.4%        | 7,200.5          | 5,253.3          | 37.1%         |
| <b>Closing Cash Balance</b>                                            | <b>3,826.1</b> | <b>7,200.6</b>   | <b>-46.9%</b> | <b>3,826.1</b>   | <b>7,200.6</b>   | <b>-46.9%</b> |
| Liquidity Fund – Reserve Account                                       | 1,074.6        | 910.3            | 18.1%         | 1,074.6          | 910.3            | 18.1%         |
| Short-term Investments                                                 | 556.3          | 2.6              | n.a.          | 577.9            | 2.6              | n.a.          |
| <b>Closing Cash Balance + Reserve Account + Short-Term Investments</b> | <b>5,457.0</b> | <b>8,113.5</b>   | <b>-32.5%</b> | <b>5,478.7</b>   | <b>8,113.5</b>   | <b>-32.5%</b> |

Some of the main effects that influenced the variation in free cash flow between the periods are:

- Working Capital:** the reduction in working capital in the quarter compared to the previous year is mainly explained by higher reimbursement payments, totaling R\$ 83.8 million, compared to the amounts previously provisioned (R\$ 143.3 million in 4Q25).

- b) Debt Service:** R\$ 576.1 million in 4Q25. The R\$ 139.1 million increase compared to 4Q24 is mainly explained by debt issuances completed in 4Q24, with interest payments beginning in 2025, including: the 3<sup>rd</sup> Debenture Issuance of Auren Energia (R\$ 2.5 billion) and the acquisition financing, which was subsequently fully prepaid using cash on hand and proceeds from issuances related to the liability management strategy.
- c) Borrowings and Amortizations:** net balance between borrowings and amortizations was a negative R\$ 521.7 million, mainly as a result of scheduled amortization of the Company's debts. The R\$ 174.6 million fundraising completed in 4Q25 refers to the disbursement from the BNDES Climate Fund.
- d) Sustaining Capex:** maintenance-related Capex in 4Q25 totaled R\$ 167.2 million, mostly linked to the plan to improve the availability of acquired assets. Progress on these efforts is detailed in the "Generation Operational Performance" section of this report.
- e) Project Capex:** expansion-related Capex in 4Q25 totaled R\$ 299.3 million, primarily reflecting the implementation of the Cajuína 3 project. Throughout 2025, R\$ 485.4 million was invested in Cajuína 3, around 65% of projected Capex, with physical progress reaching 50.5% by the end of December.

To return to the table of contents, click [here](#).

## Other Material Information

### Immunization Strategy in the VIVEST Retirement and Pension Supplementation Plan

#### CESP Retirement and Pension Plan

In November 2025, Previc approved the new actuarial interest rate of 6.28% for the PSAP/CESP B1 plan, as previously disclosed in the [2Q25 Earnings Release](#). As a result of this approval and the immunization strategy, the actuarial deficit attributable to CESP was reduced from R\$ 1.7 billion (projection without immunization) to R\$ 929 million at year-end 2025, exceeding the Company's estimates.

The immunization strategy, implemented by Vivest throughout 2025, consisted of reallocating most of the plan's guaranteed assets to IPCA-indexed government bonds marked at amortized cost. This decision improved the asset-liability matching, reduced volatility and mitigated reinvestment risk. As a consequence, the extraordinary contributions payable by CESP in 2026 were reduced by R\$ 47 million compared to the scenario without immunization. Table 22 presents detailed findings:

**| Table 22 | CESP Previc Deficit and Extraordinary Contribution**

|                                                            | Actuarial Deficit<br>(R\$ million) | Reduction Compared to the Situation at 12/31/2024 |        | Annual Cash Outflow of Extraordinary Contributions by CESP (R\$ million) |                | Reduction Compared to the Situation at 12/31/2025 No Immunization |        |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------|--------|--------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------|--------|
|                                                            |                                    | (R\$ million)                                     | Change | Current Year                                                             | Following Year | (R\$ million)                                                     | Change |
| <b>Realized 12/31/2024</b>                                 | <b>1,808</b>                       | -                                                 | -      | 134                                                                      | <b>137</b>     |                                                                   |        |
| <b>Situation at 12/31/2025</b><br>No Immunization Strategy | <b>1,700</b>                       | -108                                              | -6%    | 137                                                                      | <b>168</b>     | -                                                                 | -      |
| <b>Realized 12/31/2025</b>                                 | <b>929</b>                         | -879                                              | -49%   | 137                                                                      | <b>121</b>     | -47                                                               | -28%   |

This strategy does not generate immediate impacts on the Company's financial statements, as the assets continue to be measured at fair value and the discount rate remains based on market yields of NTN-Bs. Since the immunization strategy adopts mark-to-curve accounting, it does not change these measurement criteria and therefore does not produce immediate accounting effects.

**| Table 23 | CESP Actuarial Deficit – CPC33 Methodology**

| CESP Actuarial Deficit – CPC33 Methodology | 12/31/2025 | 12/31/2024 |
|--------------------------------------------|------------|------------|
| Estimated Actuarial Deficit (R\$ million)  | 918        | 841        |

#### Auren Operações Retirement and Pension Plan

Similar to the strategy adopted at CESP, the Company approved the change of the PSAP/Auren Operações plan index from IGP-DI to IPCA and initiated the immunization process in December 2025, aligning asset returns and maturities with the plan's future liabilities.

As a result of the immunization, Auren Operações' actuarial deficit was reduced by R\$ 112 million and the projected increase in annual extraordinary contributions was avoided, generating savings of R\$ 7 million per year starting in 2026. Although the change in the plan's index was internally approved in November 2025, its effects remain subject to formal approval by Previc, which has up to 55 business days to issue its decision from the date of submission, filed by the Company on December 29, 2025. The results are shown in Table 24.

**| Table 24 | CESP Previc Deficit and Extraordinary Contribution**

|                                                            | Actuarial Deficit<br>(R\$ million) | Reduction Compared to the Situation at 12/31/2024 |      | Annual Cash Outflow of Extraordinary Contributions by CESP (R\$ million) |                | Reduction Compared to the Situation at 12/31/2025 No Immunization |      |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------|------|--------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------|------|
|                                                            |                                    | (R\$ million)                                     | %    | Current Year                                                             | Following Year | (R\$ million)                                                     | %    |
| <b>Realized 12/31/2024</b>                                 | <b>155</b>                         | -                                                 | -    | 8                                                                        | <b>8</b>       |                                                                   |      |
| <b>Situation at 12/31/2025</b><br>No Immunization Strategy | <b>117</b>                         | -38                                               | -25% | 8                                                                        | <b>12</b>      | -                                                                 | -    |
| <b>Realized 12/31/2025</b>                                 | <b>43</b>                          | -112                                              | -72% | 8                                                                        | <b>5</b>       | -7                                                                | -58% |

| Table 25 | Auren Operações' Actuarial Deficit – CPC33 Methodology

| Auren Operações Actuarial Deficit under CPC 33 Methodology | 12/31/2025 | 12/31/2024 |
|------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Actuarial Deficit (R\$ million)                            | 23.9       | 18.9       |

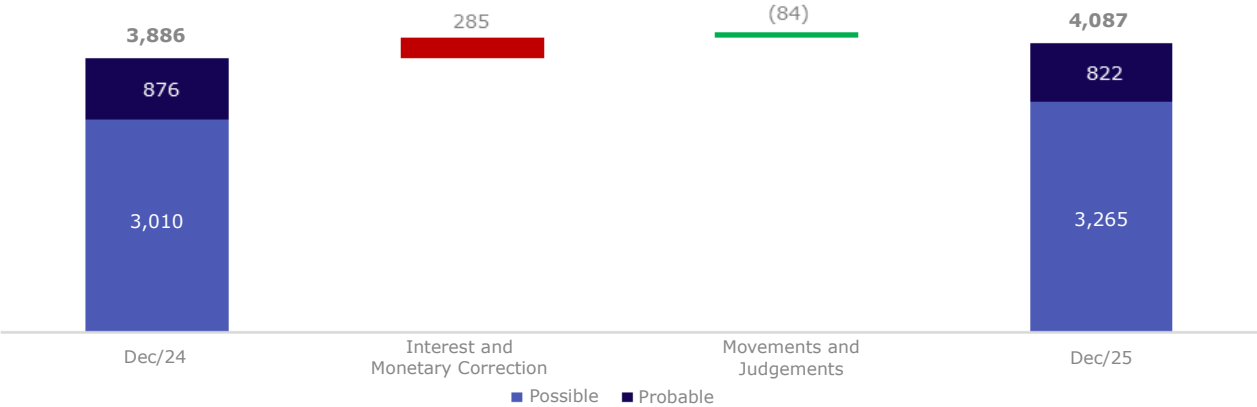
Contingent Liabilities

In line with market best practices, Auren discloses its contingent liabilities covering both probable and possible loss estimates.

The Company is currently party to lawsuits totaling R\$ 822 million in provisions (probable losses) and R\$ 3,265 million in contingencies classified as possible losses. The consolidated amount of R\$ 4,087 million represents a R\$ 200 million increase compared to the fourth quarter of 2024, mainly reflecting inflation adjustments and procedural developments (Chart 24).

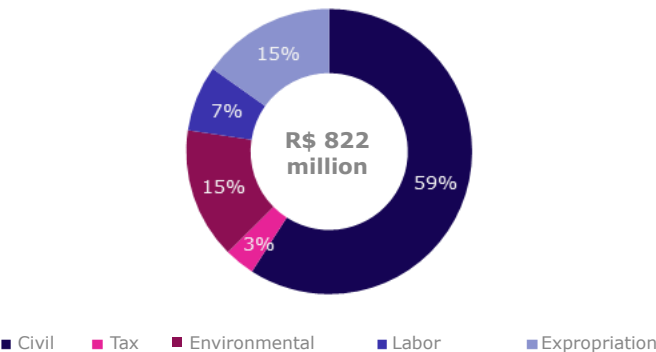
The breakdown of risk by legal nature (Chart 25, "Contingent Liabilities by Profile") shows that civil cases represent 59% of probable risk. These mostly include indemnification claims as well as regulatory and real estate disputes (excluding expropriation cases), with a total of 1,198 ongoing lawsuits.

| Chart 24 | Contingent Liabilities – Probable and Possible (% of Total)



Of the movements and judgments totaling R\$ 84 million in 2025, as presented in Chart 24, R\$ 78 million entailed a cash outflow.

| Chart 25 | Contingent Liabilities by Legal Profile (% of Total)



Auren emphasizes that the value of contingent liabilities is regularly reviewed, as its measurement is indexed to the Company's best risk prognosis, including the progression of court cases.