

UHE Água Vermelha

**3T**  
**25**

Release de  
Resultados

NOVEMBRO  
2025

## 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>39</b>

## Teleconferência

**13 de novembro de 2025**

(em português com tradução simultânea para o inglês)

**11:00h** (Brasília) | **09:00h** (Nova Iorque) | **14:00h** (Londres)

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

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

## Contatos

### Relações com Investidores

- **Mateus Ferreira** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- **Luiz Perez** (Gerente Executivo 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](http://ri.aurenenergia.com.br)

Em 30 de setembro de 2025:

**AURE3:**  
R\$ 10,27

**Valor de Mercado:**  
R\$ 10,8 bilhões

## Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 772,7 MM no 3T25**, alcançando EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões nos primeiros 9 meses de 2025 e de **R\$ 3,8 bilhões UDM**

**Conclusão da Integração e Captura de Sinergias:** o foco nas prioridades estratégicas desde a aquisição da AES Brasil, em 31 de outubro de 2024, permitiu à Auren (i) finalizar o **processo de integração em tempo recorde** e sem intercorrências, (ii) continuar a capturar **ganhos com sinergias recorrentes em PMSO**, que representaram uma economia de R\$ 58,1 milhões no 3T25 e já totalizam R\$ 212,1 milhões desde a aquisição, (iii) alcançar no 3T25 uma **disponibilidade média de 93,3% dos ativos eólicos incorporados** e (iv) iniciar uma nova fase com foco em **iniciativas de otimização de processos** e melhoria contínua para a Companhia.

**Desempenho Operacional:** no 3T25, a **produção de energia total dos ativos próprios foi de 3,3 GW médios<sup>1</sup>**, 1,3% inferior ao mesmo período de 2024, reflexo principalmente do *curtailment* de 20,7% para a fonte eólica e 33,1% para a fonte solar no SIN, aliado ao Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (GSF) de 65% no trimestre. Os ativos eólicos geraram 1,5 GW médios<sup>1</sup>, **2,5% superior ao mesmo período de 2024** e equivalente a 87,3% da certificação de geração no percentil 90 (P90). **A geração potencial<sup>2</sup>, desconsiderando o curtailment, registrada no 3T25 correspondeu a 107,4% do P90 e 98,3% do P50.**

**EBITDA Ajustado e Alavancagem:** a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 772,7 milhões no 3T25**, uma redução de 10,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada principalmente pelos efeitos negativos do *curtailment* e do GSF no trimestre, parcialmente compensada pelo *ramp-up* dos ativos que entraram em operação em 2024 e pelas sinergias da integração. Nos últimos 9 meses, o **EBITDA Ajustado totalizou R\$ 3,0 bilhões**, um crescimento de 22,3% em relação a igual período de 2024. A alavancagem terminou o trimestre em **4,9x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado** dos últimos 12 meses (UDM).

**Benefícios do Portfólio Diversificado:** no 3T25, a Companhia obteve ganhos de modulação de R\$ 65,6 milhões, **totalizando R\$ 124,0 milhões no ano de 2025**, 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\$ 130 milhões.

**Aprovação da Indenização dos Investimentos Prudentes da CESP:** no dia 14 de outubro de 2025, foi aprovada em Reunião de Diretoria da ANEEL a indenização dos Investimentos Prudentes realizados pela CESP ao longo das concessões das UHEs Jupιά, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, **no valor de R\$ 498,8 milhões**, na data base do término dos contratos de concessão. O fator de correção monetária, cronograma e a forma de pagamento serão posteriormente definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Mais informações na seção [Outras Informações Relevantes](#).

**Reorganização Societária:** em linha com o que vem sendo comunicado desde o anúncio da aquisição, a Companhia deu início aos atos preparatórios para **potencial reorganização societária**, que deverá ser concluída **em 2027**. A reorganização é **uma das avenidas para destravar sinergias adicionais**, com (i) a concentração dos ativos hidrelétricos em um mesmo veículo (CESP), (ii) a simplificação da estrutura societária com a diminuição do número de companhias de capital aberto e (iii) o aumento da eficiência na gestão de caixa e na alocação do endividamento. Mais informações na seção [Outras Informações Relevantes](#).

<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)	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Hidro	1.589,4	1.663,7	-4,5%	1.979,9	1.763,1	12,3%
Eólica <sup>1</sup>	1.510,5	1.473,7	2,5%	1.263,4	1.106,3	14,2%
Solar <sup>1</sup>	163,2	168,8	-3,3%	170,8	124,8	36,8%
<b>Total Próprios</b>	<b>3.263,1</b>	<b>3.306,2</b>	<b>-1,3%</b>	<b>3.414,1</b>	<b>2.994,2</b>	<b>14,0%</b>
Participações <sup>2</sup>	346,9	349,0	-0,6%	243,8	372,3	-34,5%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>3.610,0</b>	<b>3.655,2</b>	<b>-1,2%</b>	<b>3.657,9</b>	<b>3.366,5</b>	<b>8,7%</b>

Disponibilidade Média Fonte Eólica	3T25	3T24 proforma	Var. (p.p.)	9M25	9M24 proforma	Var. (p.p.)
Portfólio Consolidado	94,8%	93,3%	1,5	93,5%	86,3%	7,2
Ativos Incorporados	93,3%	91,2%	2,1	91,8%	81,7%	10,1

### Destaques Financeiros

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.	UDM 3T25
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.537,4</b>	<b>3.134,7</b>	<b>12,8%</b>	<b>9.375,2</b>	<b>7.651,9</b>	<b>22,5%</b>	<b>12.974,1</b>
Geração	1.636,1	1.603,1	2,1%	4.853,8	4.293,1	13,1%	6.649,3
Comercialização	2.646,3	2.040,5	29,7%	6.328,3	4.476,9	41,4%	8.931,2
Eliminações	(745,0)	(509,0)	46,4%	(1.806,9)	(1.118,1)	61,6%	(2.606,4)
<b>EBITDA Ajustado<sup>3</sup></b>	<b>772,7</b>	<b>862,1</b>	<b>-10,4%</b>	<b>2.958,6</b>	<b>2.420,0</b>	<b>22,3%</b>	<b>3.848,5</b>
Geração	840,3	812,2	3,5%	2.865,5	2.284,2	25,4%	3.819,6
Comercialização	(24,9)	81,1	n.a.	193,8	233,4	-17,0%	162,5
Holding e Pipeline	(42,6)	(31,2)	36,8%	(100,6)	(97,6)	3,0%	(133,6)
Margem EBITDA Ajustada	21,8%	27,5%	-5,7 p.p.	31,6%	31,6%	-0,1 p.p.	29,7%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(403,7)</b>	<b>197,2</b>	<b>n.a.</b>	<b>(912,6)</b>	<b>330,9</b>	<b>n.a.</b>	<b>(1.276,1)</b>
<b>Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida</b>	<b>327,0</b>	<b>419,8</b>	<b>-22,1%</b>	<b>1.290,2</b>	<b>1.322,4</b>	<b>-2,4%</b>	<b>1.818,1</b>
Índice de Conversão de Caixa	42,3%	48,7%	-6,4 p.p.	43,6%	54,6%	-11,0 p.p.	47,2%
Dívida Líquida	19.023,4	12.803,2	48,6%	19.023,4	12.803,2	48,6%	19.023,4
<b>Alavancagem</b>	<b>4,9x</b>	<b>3,7x</b>	<b>1,2x</b>	<b>4,9x</b>	<b>3,7x</b>	<b>1,2x</b>	<b>4,9x</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 3T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de setembro 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 setembro 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.

<sup>2</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre os nove primeiros meses 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

No dia 30 de outubro, a Medida Provisória 1.304 foi aprovada pelo Congresso e agora aguarda sanção presidencial. Vários tópicos foram abordados, sendo dois especialmente importantes para a Auren. O texto aprovado permite o reembolso dos cortes de geração (*curtailment*) relacionados ao risco para a confiabilidade da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN apurados a partir de setembro de 2023, e determina ao MME que estabeleça o conceito de sobreoferta de energia renovável, que pode endereçar parte do *curtailment* energético. Para a Auren, o *curtailment* por razão de confiabilidade representou cerca de 50% do total de corte de geração reportado desde setembro de 2023, resultando em um impacto negativo estimado em cerca de R\$ 250 milhões. Além disso, o texto estabelece os princípios para a possível renovação de concessões das usinas hidrelétricas. A Auren tem 2.644 MW de capacidade hidrelétrica vencendo em 2032.

O terceiro trimestre de 2025 foi desafiador, com o resultado da Companhia sendo impactado de forma acentuada por questões setoriais como os cortes de geração (*curtailment*) e o deslocamento hidrelétrico (GSF). Por outro lado, a Auren avançou de forma consistente em sua agenda estratégica, com avanços relevantes na integração, na redução adicional das despesas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros) e no aumento da disponibilidade dos ativos incorporados com a aquisição da AES Brasil.

O foco contínuo nas prioridades estratégicas anunciadas desde a aquisição da AES Brasil permitiu à Auren finalizar o processo de integração em tempo recorde e sem intercorrências, com o descomissionamento dos sistemas advindos da AES Brasil e a conclusão do *Liability Management* com o efetivo pré-pagamento integral do *acquisition finance* e de dívidas de custo financeiro mais elevado durante o mês de setembro. A partir deste momento, a Companhia passa a direcionar seu foco para iniciativas de otimização de processos e melhoria contínua, visando tornar-se uma empresa cada vez mais ágil e eficiente.

A captura de sinergias de PMSO manteve-se em ritmo acelerado, atingindo o patamar de R\$ 58,1 milhões no 3T25, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas previamente. Ao considerar as sinergias capturadas desde a conclusão da aquisição, esse valor já totaliza R\$ 212,1 milhões. A melhora da performance dos ativos eólicos incorporados, por sua vez, também tem contribuído para ganhos importantes, com a disponibilidade média dos parques alcançando 93,3% no 3T25, um aumento de 1,3 p.p. comparado ao 2T25. A Companhia segue comprometida para atingir a disponibilidade de 95% nos ativos incorporados até o final de 2025.

Do ponto de vista regulatório, obtivemos uma conquista importante. No dia 14 de outubro de 2025, foi aprovado em Reunião de Diretoria da ANEEL o direito da CESP de receber indenização no valor de R\$ 498,8 milhões, referente aos investimentos prudentes realizados ao longo das concessões das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Paraibuna e Jaguari, na data base do término dos respectivos contratos de concessão. Como passo subsequente, caberá ao MME definir a fonte dos recursos para o pagamento da indenização, o cronograma de pagamento e o índice de correção monetária aplicável sobre valor indenizável, temas que também tem sido objeto de discussão no âmbito da Consulta Pública MME nº 190, de 03 de julho de 2025. Nossa expectativa é que essa etapa final seja concluída durante o ano de 2026.

Em uma análise mais detalhada dos resultados do trimestre, os maiores detratores do período foram o *curtailment* e o GSF, ambos registrando níveis superiores às expectativas da Companhia e do mercado em geral. As principais causas foram a retração da demanda do SIN no trimestre, que ficou em 77 GW médios – uma queda de 4% (3 GW médios) em relação ao valor previsto pelo ONS para o período e de 1% (1 GW médio) na comparação com o mesmo trimestre de 2024 – reflexo do inverno mais rigoroso desde 2009, o que acarretou temperaturas médias cerca de 2 °C inferiores às registradas no inverno de 2024 no centro-sul do país. Além da retração da demanda, o GSF e *curtailment* foram influenciados pela maior participação de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e pelo maior despacho termelétrico, devido ao aumento do preço de curto prazo em razão dos novos parâmetros de aversão a risco e à adoção do *Newave* híbrido, e a entrada em operação de capacidade térmica inflexível ao longo do trimestre. O *curtailment* ainda foi agravado pelo período de safra de ventos fortes, típico dos meses de inverno, impactando de forma relevante a geração dos parques eólicos.

Considerando apenas a parcela não-ressarcível do *curtailment*, as restrições no SIN resultaram em cortes da ordem de 19,8% para os ativos eólicos e 31,2% para os ativos solares, totalizando uma restrição total de 5,6 GW médios, 120,3% superior ao observado em 2T25. Neste cenário, 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, o portfólio da Companhia tem se mostrado resiliente em momentos desafiadores como o 3T25. Durante o trimestre, a composição de nosso portfólio possibilitou a captura de ganhos de modulação no valor de R\$ 66 milhões, em função do perfil horário de geração da Companhia e da dinâmica de preços do mercado, beneficiando-se da maior volatilidade em função de aperfeiçoamentos técnicos nos modelos de formação de preços que, na visão da Companhia, refletem melhor a realidade operativa do SIN. O impacto dos cortes sobre o resultado da companhia no trimestre foi de R\$ 196 milhões versus R\$ 96 milhões no 2T25, resultando em um efeito líquido, descontando-se os ganhos de modulação, de R\$ 130 milhões versus R\$ 56 milhões observado no 2T25. Adicionalmente, o GSF médio do trimestre foi de 65%, abaixo dos 79% registrados no 3T24.

Nesse contexto, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,3 GW médios<sup>1</sup> no 3T25, 1,3% inferior ao mesmo período de 2024. No acumulado dos 9 meses de 2025, a geração totalizou 3,4 GW médios<sup>1</sup>, 14,0% acima do 9M24. Vale o destaque

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

para a geração de energia dos ativos eólicos, cuja produção atingiu 1.511 MW médios<sup>1</sup> no 3T25, 2,5% superior ao mesmo período de 2024. No comparativo com o 3T24, a produção eólica se beneficiou da conclusão do *ramp-up* de Cajuína e Tucano. Nesse cenário desafiador, os ativos eólicos da Companhia produziram 87,3% do percentil 90 (P90) da curva de certificação de produção dos ativos, totalizando 95,3% nos últimos 9 meses. Ao analisar a geração potencial, expurgando o impacto do *curtailment*, a geração totalizaria 1.858 MW médios ou 98,3% do percentil 50 (P50) no 3T25 e 107,4% do percentil 90 (P90), demonstrando a resiliência dos ativos da Companhia.

Em relação ao desempenho financeiro, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 772,7 milhões no 3T25, uma redução de 10,4%, ou R\$ 89,4 milhões, em relação a igual período do ano anterior. Em relação ao 2T25, o EBITDA ajustado caiu 21,2%, explicado principalmente por um impacto mais negativo de *curtailment* (R\$ 196 milhões no 3T25 frente a R\$ 96 milhões no 2T25) e de GSF, dada sazonalidade da geração hidrelétrica e preço *spot* mais elevado. Somado ao EBITDA Ajustado de R\$ 2,2 bilhões alcançado no 6M25, a Companhia apresentou um EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões nos últimos 9 meses, um crescimento de 22,3% em relação a igual período de 2024. Analisando-se os últimos 12 meses, o EBITDA Ajustado proforma é de R\$ 3,8 bilhões. Encerramos o trimestre com alavancagem de 4,9x (Dívida Líquida/EBITDA).

Por último, tendo em vista a otimização de sua operação, a Auren deu início aos atos preparatórios para possível reestruturação societária, prevista para ser concluída em 2027, com o início do processo para obtenção dos *waivers* de credores. A reestruturação contempla (i) a concentração de todos os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP), (ii) a simplificação da estrutura corporativa por meio da redução do número de companhias abertas, e (iii) a maior eficiência na gestão de caixa e alocação do passivo financeiro. Esta iniciativa vem sendo comunicada desde o anúncio da aquisição como uma das avenidas para destravar sinergias adicionais para a Companhia combinada.

Continuamos construtivos em relação aos preços de energia de longo prazo, acreditando que eles devem convergir para o custo marginal de expansão com a diminuição da sobreoferta. Há sinais de que esse movimento já começou, evidenciado pelo aumento da curva futura de preços de energia e pelos valores mais altos em PPAs de longo prazo recentemente assinados. Além disso, analistas de *sell-side* e investidores estão revisando significativamente suas premissas de preço a longo prazo.

A Auren segue confiante na atratividade do setor elétrico brasileiro, contribuindo para sua evolução por meio de discussões técnicas qualificadas, investimentos sustentáveis, inovação e excelência operacional, ao mesmo tempo em que mantém o compromisso de gerar valor consistente para seus acionistas diante dos diferentes cenários apresentados.

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 3T25 foi marcado por um nível elevado de *curtailment* e deslocamento da geração hidrelétrica (GSF) desafiador, ambos impactando negativamente os resultados das geradoras de energia. Os principais fatores que explicam a variação destes indicadores no trimestre foram: (i) a retração da carga do SIN, que totalizou 77 GW médios no 3T25, 4,0% abaixo do valor previsto pelo ONS<sup>1</sup>, e 0,9% abaixo do observado no 3T24, (ii) a evolução da matriz energética com a entrada em operação comercial de capacidade térmica inflexível e Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD, (iii) a maior produção eólica, e (iv) o maior despacho termelétrico por ordem de mérito em função de preços de curto prazo mais elevados devido aos novos parâmetros de aversão a risco e a adoção do novo modelo de precificação *Newave* híbrido.

O nível dos reservatórios alcançou 56% da capacidade máxima ao final de setembro, 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos e cerca de 6 p.p. acima do mesmo período de 2024. Os últimos dois trimestres de 2025 foram impactados pela carga abaixo do previsto devido à temperaturas abaixo da média, no entanto, o GSF no 3T25 foi mais acentuado do que o observado no 2T25 devido a sazonalidade da produção da fonte hidrelétrica e da fonte eólica. No 3T25, o GSF foi de 65% ante 96% no 2T25 e 79% no 3T24. Os 14 p.p de diferença em relação ao ano passado são explicados pela maior alocação de garantia física no MRE (4p.p) e menor geração hidrelétrica do sistema (10 p.p.).

Em relação à fonte eólica, o *curtailment* total registrado no SIN foi de 20,7% (4,0 GW médios) no 3T25, volume consideravelmente mais elevado que os 11,7% registrados no 2T25 e que os 12,8% reportados no 3T24. Para a fonte solar, o *curtailment* total no SIN foi de 33,1% (1,6 GW médios) no trimestre, superior às restrições de 22,9% e 18,4% no 2T25 e 3T24, respectivamente.

Por fim, o PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 252/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 38%, contra um preço médio de R\$ 170/MWh e volatilidade *intraday* de 31% no 3T24. Mesmo em patamares mais elevados, o PLD SE/CO apresentou um menor nível de descolamento em relação ao submercado Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh no período, ante R\$ 27/MWh no 3T24 e R\$ 62/MWh no 2T25. Esse menor descolamento pode ser atribuído ao comportamento do PLD horário do submercado Sudeste/Centro-Oeste se aproximando do perfil horário do submercado Nordeste, devido ao maior limite de intercâmbio de energia entre as regiões e à maior participação da fonte solar, impulsionada pelo crescimento da MMGD, no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre 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 e Energia Natural Afluente

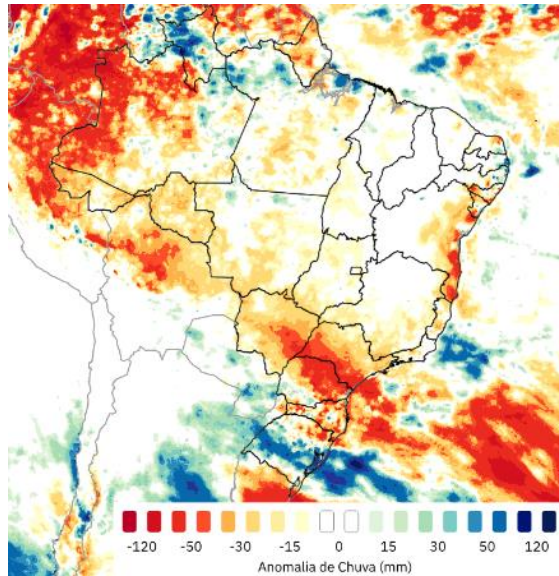
Seguindo a tendência iniciada no segundo trimestre deste ano, as temperaturas se mantiveram, de forma geral, abaixo da média climatológica. O inverno mais frio do que a média se deve, principalmente, à atuação de massas de ar de origem polar no Sul e Sudeste/Centro-Oeste, o que contrasta com o observado em 2024, quando anomalias relacionadas a maiores temperaturas predominaram em grande parte do país.

No segundo e terceiro trimestre de 2025, as temperaturas impactaram significativamente a demanda do SIN, de modo que a carga global do SIN registrada no 3T25 foi de 77 GW médios, uma redução de 4,0% em relação ao valor previsto para o 3T25 pelo ONS. Na comparação com o 3T24, a carga apresentou uma queda de 0,9% e, em relação ao 2T25, foi inferior em 2,5%.

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

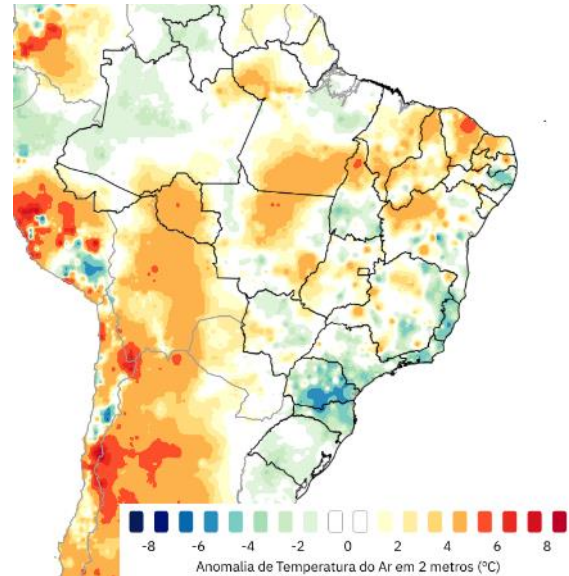
| Figuras 1 e 2 | Anomalias de Precipitação e de Temperatura Média do Ar no 3T25

Figura 1



Fonte: TempoOK

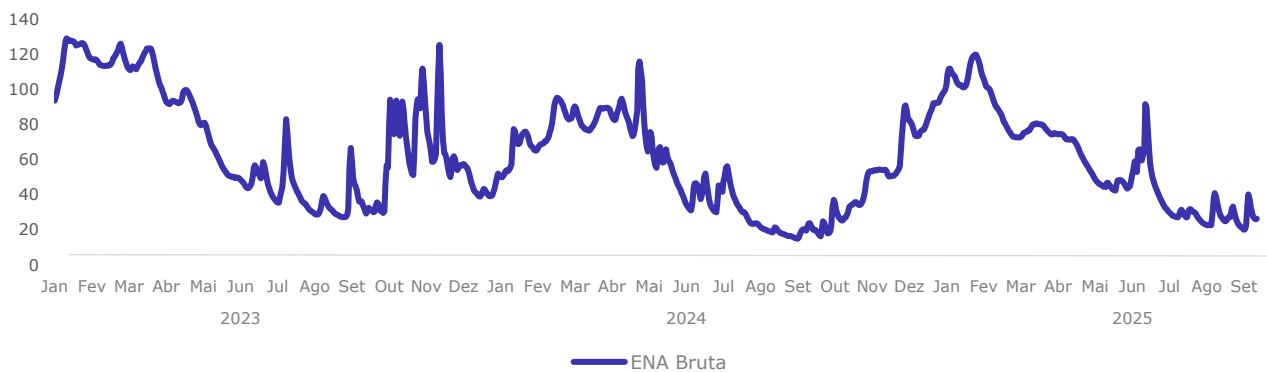
Figura 2



Fonte: SAMet/Tempo OK

O submercado Sudeste/Centro-Oeste registrou, no 3T25, uma ENA bruta de 71% da MLT (ante 55% no 3T24) enquanto os submercados Nordeste e Norte registraram, respectivamente, 45% e 65% da MLT. Em contraste, o subsistema Sul apresentou um trimestre com chuvas acima da média climatológica em algumas áreas – condição associada à concentração de frentes frias na região –, resultando em uma ENA de 108% da MLT neste submercado.

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



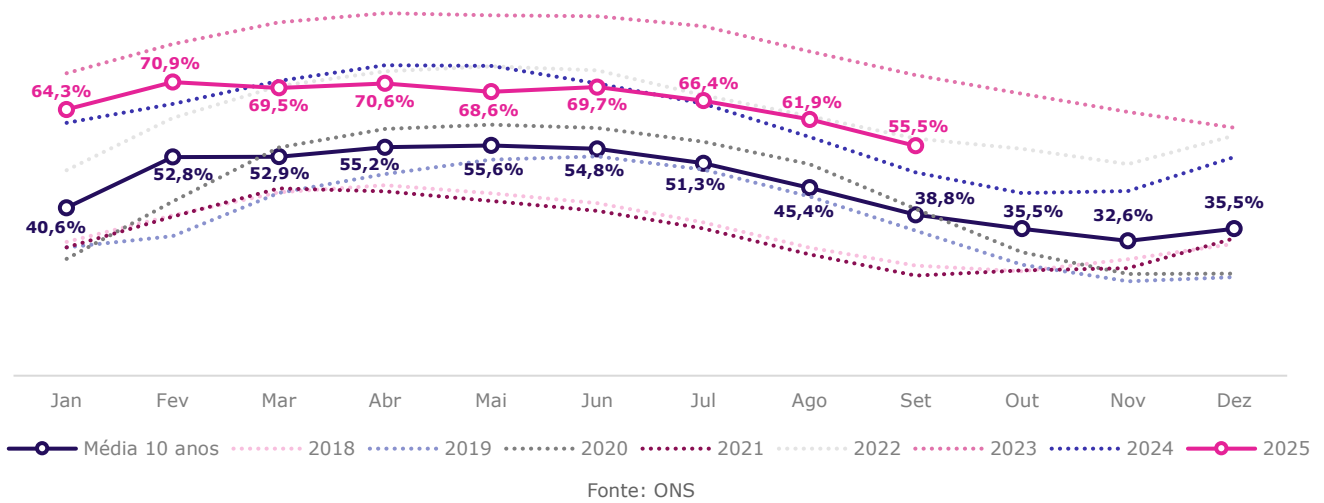
ga/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2023	116%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	102%	165%	153%	65%	95%	98%
2024	59%	66%	71%	86%	95%	72%	85%	57%	50%	64%	97%	101%	66%	72%
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	74%	-	-	-	79%	81%

Fonte: ONS

**Reservatórios, Balanço Energético e GSF**

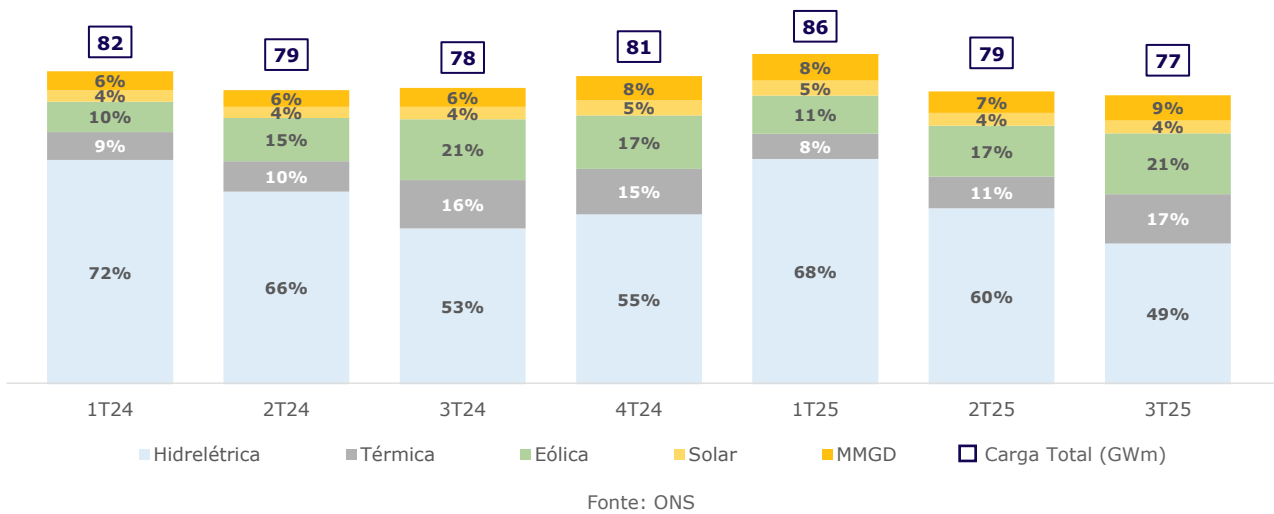
A adoção de novos parâmetros de aversão a risco e do modelo *Newave* híbrido levaram a um maior despacho termelétrico por ordem de mérito ao longo dos primeiros nove meses de 2025 que, somado a uma maior ENA e à expansão da MMGD no período, resultou em um nível de armazenamento de 56% ao final do 3T25. Este nível é 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos e cerca de 6 p.p. acima do mesmo período de 2024. Na comparação com o restante do ano, o indicador apresentou queda no terceiro trimestre, compatível com a sazonalidade do período hidrológico seco.

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



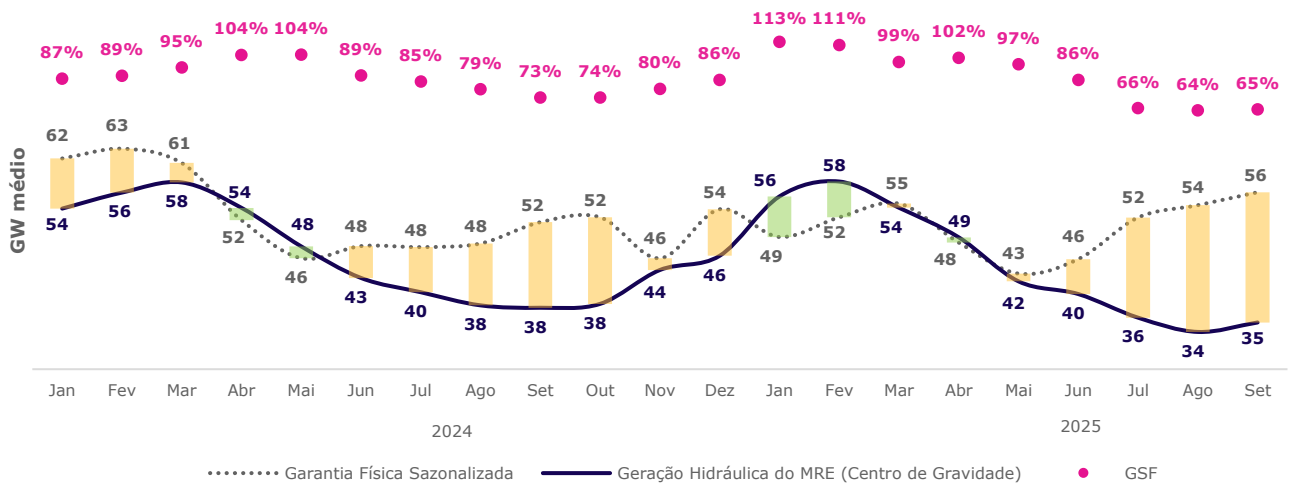
A geração solar, impulsionada pelo crescimento da MMGD, seguiu ampliando sua participação no atendimento à carga do sistema, tendo contribuído com 10,0 GW médios (aproximadamente 13% da carga) no período, ante 8,3 GW médios (cerca de 11% da carga) no 3T24. Além disso, no mesmo período, houve menor despacho hidrelétrico, o que fez com que a parcela da demanda atendida por essa fonte recuasse 4 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 (Gráfico 3).

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



Além da desaceleração do deplecionamento dos níveis dos reservatórios, o volume de garantia física alocada no MRE neste trimestre foi maior se comparado ao mesmo período de 2024 (51 GW médios no 3T25 vs. 48 GW médios no 3T24), o que aumentou a base de referência e, por consequência, intensificou a queda do GSF, conforme indicado no Gráfico 4. Com isso, o valor médio do GSF observado no 3T25 foi 65% vs. 79% no 3T24. A diferença de 14 p.p. em relação ao ano passado é explicada pela maior alocação de garantia física no MRE (4 p.p.) e menor geração hidrelétrica do sistema (10 p.p.).

#### | Gráfico 4 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	80%	92%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	79%	89%
2025	113%	111%	99%	102%	97%	86%	66%	64%	65%	-	-	-	65%	88%

Fonte: CCEE

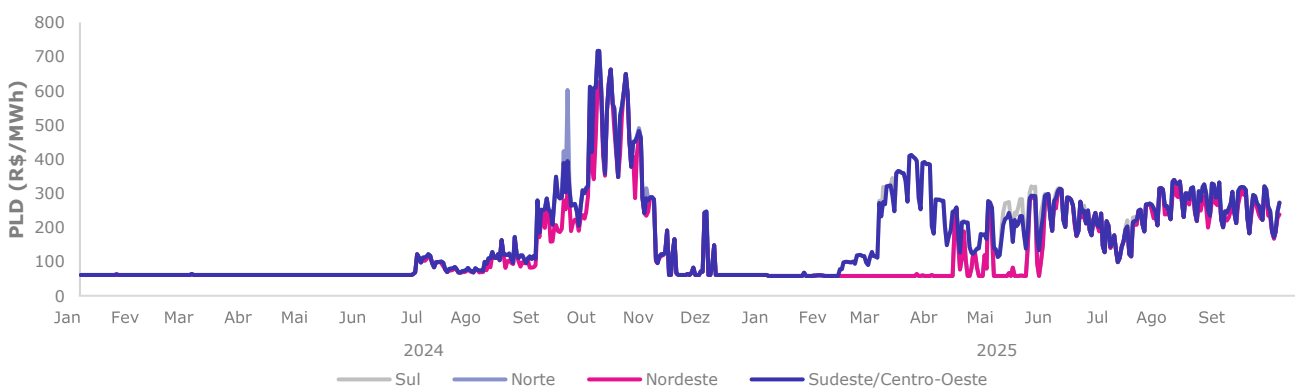
#### Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 252/MWh no trimestre, ante um preço médio de R\$ 170/MWh no 3T24. A manutenção de preços em patamares elevados ao longo do terceiro trimestre, mesmo diante de níveis de armazenamento superiores e de uma condição hidrológica mais favorável em comparação ao ano anterior, evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços com o objetivo de aumentar a segurança sistêmica.

Apesar do patamar mais elevado do PLD, o 3T25 apresentou uma redução no descolamento de preços entre os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com diferença média de R\$ 12/MWh, frente aos R\$ 27/MWh observados no mesmo período de 2024 e R\$ 62/MWh no 2T25.

Esse comportamento pode ser atribuído à maior frequência de vales de preços durante o período de sobreoferta registrados no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Em 2024, esse padrão era observado predominantemente no Nordeste. Tal convergência evidencia o aumento da oferta nos horários próximos ao meio-dia na região Sudeste/Centro-Oeste, impulsionado pelo crescimento da MMGD, além do aumento nos limites de intercâmbio de energia entre as regiões.

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



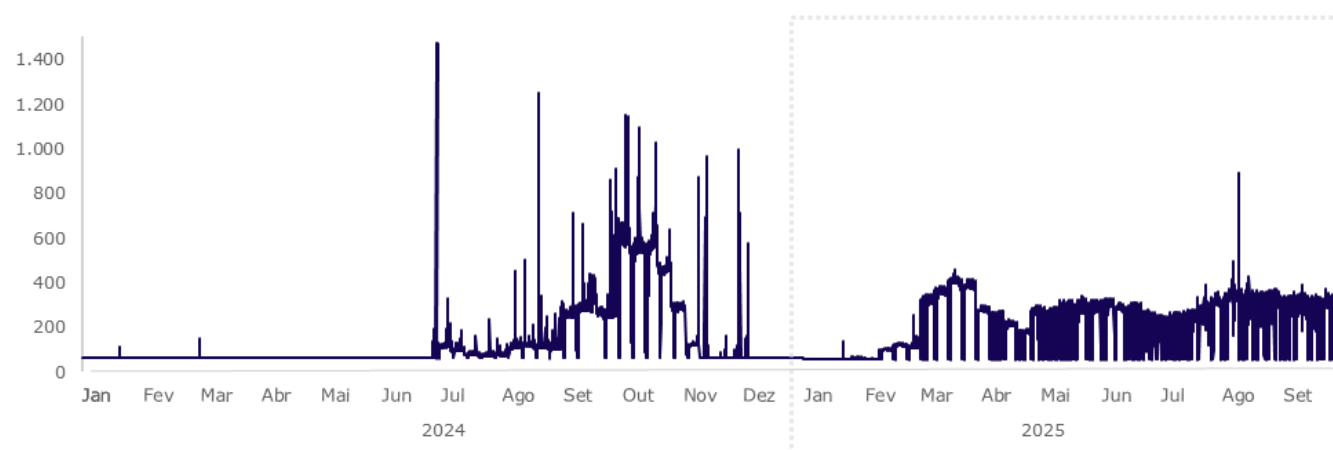
PLD por Submercado (R\$/MWh)	3T			9M		
	2025	2024	Var.	2025	2024	Var.
SE/CO	252,4	169,7	82,7	210,7	98,1	112,6
Sul	253,0	169,7	83,3	214,1	98,2	116,0
Nordeste	240,0	142,7	97,2	151,6	89,1	62,6
Norte	251,0	172,6	78,4	155,5	99,1	56,4

Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD são tipicamente registrados entre o final da tarde e o início da noite. 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.

Conforme ilustrado no Gráfico 6, o terceiro trimestre de 2025 apresentou maior estabilidade de preços em comparação ao mesmo período de 2024, quando o PLD médio se manteve em patamares mais baixos e começou a aumentar a partir de setembro. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado Sudeste/Centro-Oeste no 3T25 foi de 38%, superior aos 31% registrados em 2024, principalmente em função da entrada da MMGD que tem levado preços a patamares mais baixos no período da manhã em comparação a 2024. Em 2025 os preços se comportaram de forma mais homogênea ao longo do trimestre, oscilando dentro de uma faixa mais estreita, entre R\$ 210/MWh e R\$ 287/MWh.

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



PLD Médio (SE/CO)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2023	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	80,4	74,8	84,4	74,1	72,7	70,3
2024	61,1	61,2	61,1	61,1	61,1	66,4	87,1	118,8	307,6	480,8	103,5	64,8	169,7	98,1
2025	59,2	93,7	327,3	202,2	212,6	234,7	210,0	287,2	260,4	-	-	-	252,4	210,7

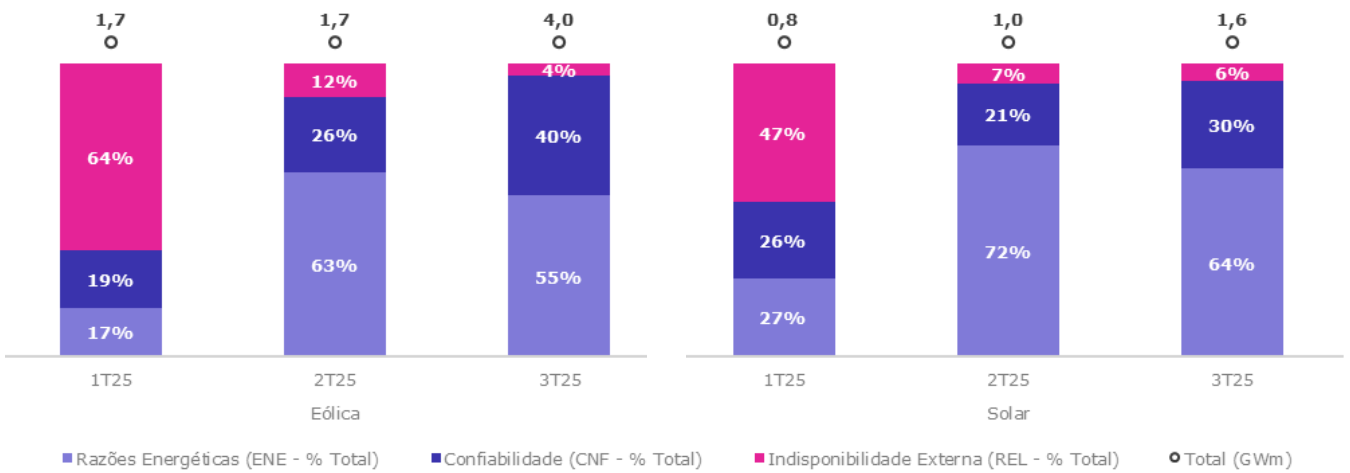
Fonte: CCEE

### Curtailment

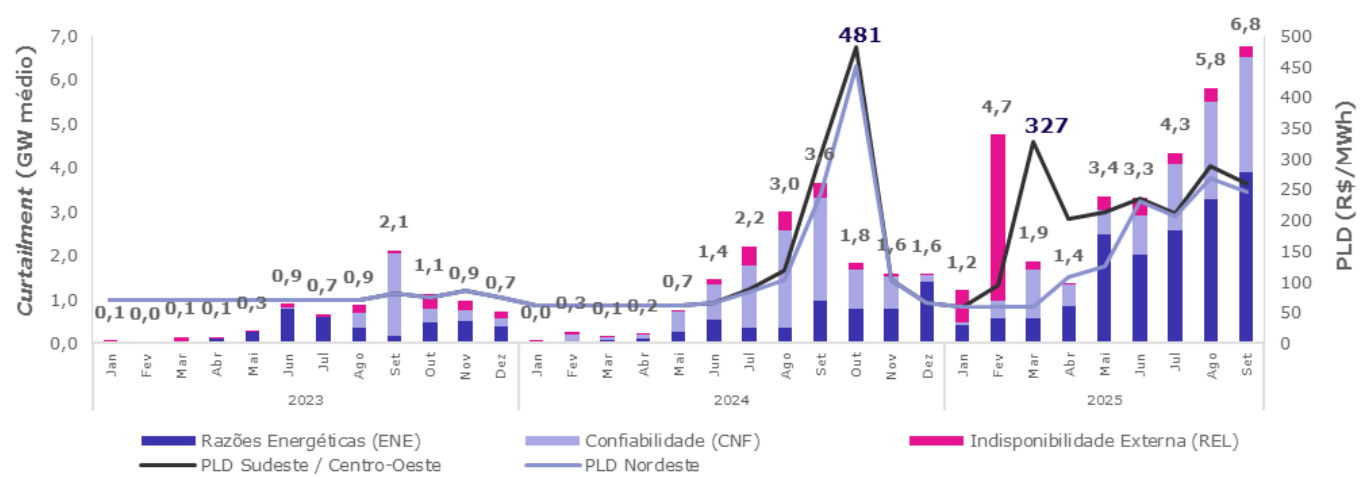
Por fim, considerando dados do ONS, o 3T25 registrou uma média de cortes totais (*curtailment*) sobre a geração total do SIN na ordem de 20,7% (4,0 GW médios) para a fonte eólica e 33,1% (1,6 GW médios) para a fonte solar. Se desconsiderarmos os eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passíveis de ressarcimento, os cortes atingiram 19,8% (3,8 GW médios) para a fonte eólica e 31,2% (1,5 GW médios) para a fonte solar.

Assim como no trimestre anterior, a maior parte da restrição de geração no 3T25 foi atribuída à Razão Energética (64%) – condição diretamente relacionada à combinação da baixa demanda, como consequência das temperaturas mais amenas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com a elevada disponibilidade de recursos eólicos no Nordeste, aumento da capacidade térmica e de MMGD, e mudança dos parâmetros de aversão a risco do ONS. A trajetória de cortes foi crescente ao longo do trimestre, com o mês de setembro registrando o maior percentual de *curtailment*, impulsionado pelo pico da safra dos ventos.

**| Gráfico 7 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (% Total)**



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



Fonte: ONS/CCEE

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

## Desempenho por Unidade de Negócio

### Geração

Em setembro de 2025, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.800 MW, dos quais 4.746 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.178 MW correspondem à fonte eólica e 876 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo deste capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

### Balanço Energético do Segmento de Geração

A Tabela 2 apresenta o Balanço Energético de Geração da Companhia, além de informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) discriminados em fonte convencional e fonte incentivada. Atualmente, os ativos com contratos no ACR incluem a UHE Porto Primavera, os complexos eólicos Ventos do Piauí I, Ventos do Araripe I, Ventos do Araripe III, Alto Sertão II, Ventus, Mandacaru, Salinas, Cassino e Caetés, além dos complexos solares Guaimbê, Boa Hora e Água Vermelha. O detalhamento dos contratos de vendas no ACR, bem como maiores detalhes sobre os ativos, podem ser acessados em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

A estratégia de comercialização da Auren resulta em um portfólio com alto nível de contratação de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual no médio e longo prazo. Nesse sentido, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 97% do portfólio consolidado, 94% em 2026 e 87% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste do MRE (GSF) apenas para o período já realizado (9M25). Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF e *curtailment*. No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo vendas de energia dos ativos de geração, exposições ao MRE e possíveis compensações associadas ao *curtailment*.

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

As principais variações no Balanço Energético do 3T25 são:

- 36 MW médios de autoprodução por arrendamento do projeto Solar Sol de Jaíba foram incorporados no volume vendido do ACL Solar com a conclusão da transação após o cumprimento das condições precedentes. Esse contrato tem início de suprimento em outubro de 2025 e vigência até dezembro de 2030. A receita do arrendamento está refletida no Balanço Energético pelo preço equivalente unitário, calculado com base na garantia física alocada ao cliente.
- 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 contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e do *hedge* no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de geração de R\$ 49,0 milhões no 3T25, em linha com o efeito já anunciado de aproximadamente R\$ 100 milhões para o ano de 2025, conforme detalhado no [Release de Resultados 2T25](#). No ano de 2026, essa cessão terá impacto positivo de R\$ 103 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.

**| 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>3.545</b>	<b>3.715</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>	<b>3.776</b>
Garantia Física Hidrelétrica <sup>1</sup>	1.857	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>1.028</b>	<b>595</b>	<b>498</b>	<b>470</b>	<b>386</b>	<b>386</b>
Convencional	401	137	119	91	6	6
Incentivada	628	459	379	379	380	380
<b>Recursos Totais (C = A+B)</b>	<b>4.573</b>	<b>4.311</b>	<b>4.274</b>	<b>4.246</b>	<b>4.162</b>	<b>4.162</b>
<b>Vendas no ACR (D)</b>	<b>1.084</b>	<b>1.084</b>	<b>1.084</b>	<b>1.190</b>	<b>1.084</b>	<b>1.084</b>
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
<b>Vendas no ACL (E)</b>	<b>3.241</b>	<b>2.746</b>	<b>2.467</b>	<b>2.249</b>	<b>1.677</b>	<b>1.416</b>
Hidrelétrica <sup>3</sup>	2.377	2.008	1.745	1.528	956	695
Eólica	691	587	587	587	587	587
Solar	173	152	134	134	134	134
<b>Vendas Totais (F = D+E)</b>	<b>4.325</b>	<b>3.830</b>	<b>3.550</b>	<b>3.438</b>	<b>2.761</b>	<b>2.500</b>
<b>Balanço Geração (C - F)</b>	<b>248</b>	<b>480</b>	<b>724</b>	<b>808</b>	<b>1.401</b>	<b>1.662</b>
Convencional	147	262	470	466	1.035	1.284
Incentivada	101	218	254	341	366	379
Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Preço Médio de Venda<sup>3</sup></b>	<b>196</b>	<b>192</b>	<b>201</b>	<b>202</b>	<b>211</b>	<b>218</b>
<b>ACR</b>	<b>265</b>	<b>274</b>	<b>275</b>	<b>273</b>	<b>275</b>	<b>275</b>
Hidrelétrica	302	311	312	293	312	312
Eólica	248	257	257	257	257	257
Solar	339	352	352	352	352	352
<b>ACL</b>	<b>172</b>	<b>159</b>	<b>168</b>	<b>165</b>	<b>170</b>	<b>175</b>
Hidrelétrica	160	142	154	147	148	150
Eólica	204	205	206	204	200	201
Solar <sup>6</sup>	210	204	195	191	190	187
<b>Preço Médio de Compra<sup>4</sup></b>	<b>185</b>	<b>184</b>	<b>176</b>	<b>173</b>	<b>177</b>	<b>177</b>
Convencional	206	144	141	132	132	132
Incentivada	172	196	187	183	177	178

<sup>1</sup> Os valores consideram: (a) a Garantia Física (GF) dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 30 de setembro de 2025, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) que a exposição dos primeiros nove meses de 2025 foi integralmente liquidada ao PLD; e (e) a garantia física sujeita a GSF é 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, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, 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 outubro de 2025. Dólar considerado: R\$ 5,32 (BRL/USD).

<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

Nesta seção, a Auren apresenta seu desempenho operacional para as diferentes fontes que compõem o seu portfólio. As expectativas de produção são baseadas nas certificações de geração nos percentis 50 (P50) e 90 (P90) dos complexos eólicos e solares.

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

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Geração (MW médios)					
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Hidrelétrica <sup>1</sup>	4.198	1.589,4	1.663,7	-4,5%	1.979,9	1.763,1	12,3%
Eólica <sup>2</sup>	3.178	1.510,5	1.473,7	2,5%	1.263,4	1.106,3	14,2%
Solar <sup>2</sup>	876	163,2	168,8	-3,3%	170,8	124,8	36,8%
<b>Total Próprios</b>	<b>8.253</b>	<b>3.263,1</b>	<b>3.306,2</b>	<b>-1,3%</b>	<b>3.414,1</b>	<b>2.994,2</b>	<b>14,0%</b>
Participações <sup>3</sup>	548	346,9	349,0	-0,6%	243,8	372,3	-34,5%
<b>Total Próprios e Participações</b>	<b>8.800</b>	<b>3.610,0</b>	<b>3.655,2</b>	<b>-1,2%</b>	<b>3.657,9</b>	<b>3.366,5</b>	<b>8,7%</b>

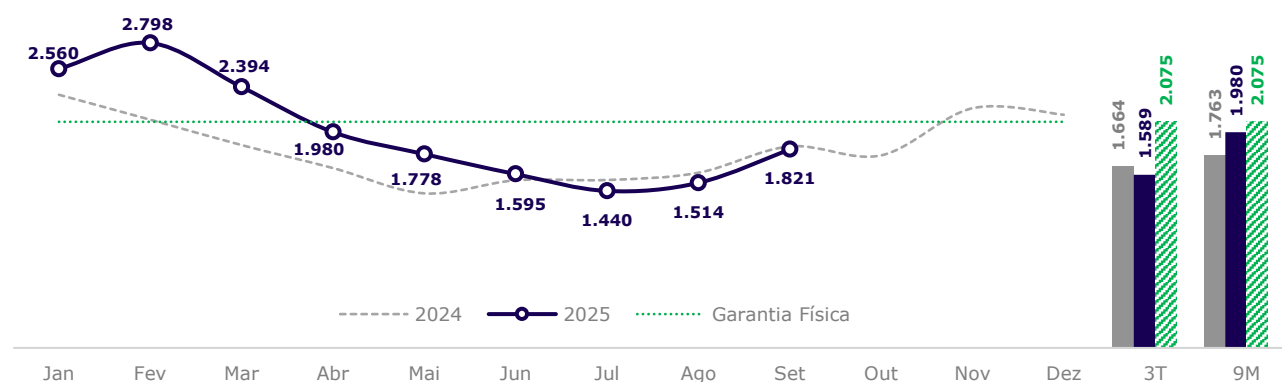
### Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,6 GW médios no terceiro trimestre de 2025 representando uma queda de 4,5% em relação ao mesmo período do ano anterior (1,7 GW médios no 3T24) e um volume de energia gerado 23,2% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho é reflexo do menor despacho das usinas hidrelétricas da Companhia, principalmente em função dos níveis de carga registrados no período, além de outros fatores mencionados na seção Mercado de Energia deste documento.

No acumulado dos nove primeiros meses de 2025 (9M25), a produção atingiu 2,0 GW médios, um crescimento de 12,3% frente ao mesmo período de 2024 (1,8 GW médios). Esse desempenho positivo foi impulsionado principalmente pela melhor hidrologia registrada no primeiro trimestre de 2025, quando a ENA alcançou 84% da MLT, em comparação a 65% no 1T24. Esse cenário mais favorável no início do ano permitiu elevar os níveis de armazenamento dos reservatórios, oferecendo 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.

<sup>3</sup> A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre os períodos acumulados deve-se a geração extraordinária no 1S24, decorrente do volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1S25 foi em linha se comparado à registrada no 1S23, ambas em condições padrões de médias de precipitação no sul do Brasil. 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 3T25, 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 juntas representam 78,5% da capacidade hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências, a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, 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)						% Garantia Física <sup>2</sup> 3T25	Disponibilidade Verificada <sup>1</sup>	Índice Ref. ANEEL
			3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.			
	UHE Porto Primavera	1.540	771,8	822,8	-6,2%	896,1	828,4	8,2%	-13,0%	96,1%	92,3%
	UHE Água Vermelha	1.396	482,0	571,8	-15,7%	637,5	587,5	8,5%	-30,6%	96,6%	93,9%
	UHE Nova Avanhandava	347	86,4	64,9	33,2%	120,6	82,8	45,6%	-31,1%	95,8%	94,8%
	UHE Promissão	264	62,6	50,5	23,9%	88,5	63,1	40,2%	-33,4%	90,9%	94,8%
SP	UHE Bariri	143	37,2	28,2	32,2%	54,4	43,6	24,7%	-37,5%	91,9%	93,4%
	UHE Barra Bonita	141	34,1	26,7	27,6%	38,1	31,1	22,7%	-27,0%	87,6%	94,6%
	UHE Ibitinga	132	40,8	32,9	24,1%	58,8	49,4	19,0%	-38,9%	96,9%	93,8%
	UHE Euclides da Cunha	109	32,7	30,2	8,2%	39,4	36,9	6,8%	-30,6%	96,8%	94,6%
	UHE Caconde	80	31,1	25,5	21,9%	31,0	26,2	18,3%	-4,4%	94,3%	94,6%
	UHE Limoeiro	32	9,2	8,8	4,1%	12,0	10,8	11,5%	-35,7%	96,1%	94,6%
<b>Total</b>		<b>4.184</b>	<b>1587,9</b>	<b>1662,3</b>	<b>-4,5%</b>	<b>1976,5</b>	<b>1759,8</b>	<b>12,3%</b>	<b>-23,2%</b>	-	-

## Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento após atingimento da franquia, atingiu 1.510,5 MW médios no 3T25, 2,5% superior ao 3T24 (1.473,7 MW médios). No ano, a produção de energia atingiu 1.263,4 MW médios, 14,2% superior a 2024 em função, principalmente, da entrada em operação completa dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína e da melhor performance dos demais ativos, parcialmente compensados pelos cortes de geração. Com um cenário de *curtailment* elevado, o volume de energia produzido somado à restrição por REL foi de 87,3% da P90 no trimestre, conforme apresentado na Tabela 5 a seguir. Nos nove primeiros meses do ano, a geração somada à energia passível de ressarcimento atingiu 95,3% da P90.

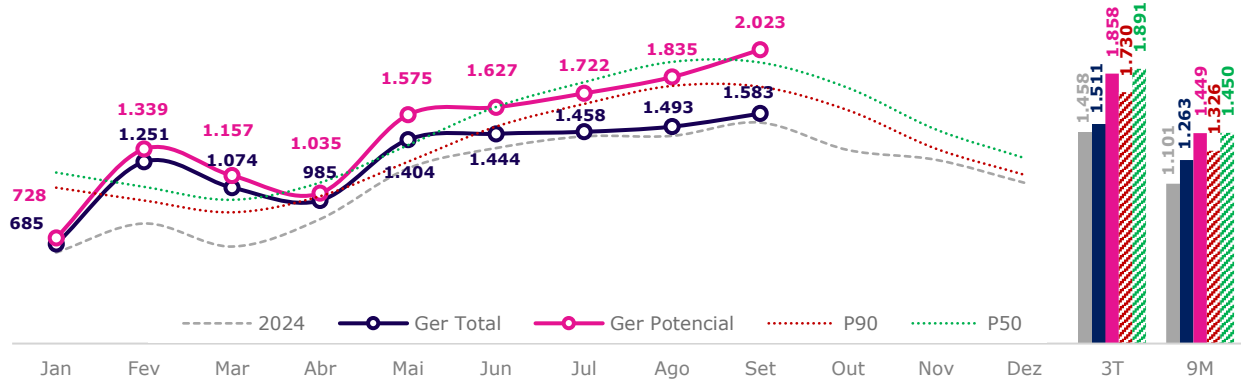
No Gráfico 10, é apresentada a evolução mensal da (i) geração total – que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica passível de ressarcimento; (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

O destaque do terceiro trimestre foi o mês de setembro, quando a geração potencial de energia foi 104,5% da certificação P50 e 114,4% da P90, em função do recurso eólico favorável e da boa performance dos aerogeradores. Os meses de julho e agosto, mesmo com o recurso eólico abaixo da certificação, tiveram geração potencial de 104,4% e 103,5% da P90, respectivamente. No trimestre, a geração potencial foi de 107,4% da P90 e 98,3% da P50, reforçando a elevada resiliência operacional dos ativos eólicos, com desempenho alinhado às premissas da certificação P50.

<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.

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



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	1.458	1.101
Geração 2025	681	1.075	1.062	985	1.394	1.412	1.444	1.480	1.573	-	-	-	1.498	1.235
Geração Total 2025 <sup>1</sup>	685	1.251	1.074	985	1.404	1.444	1.458	1.493	1.583	-	-	-	1.511	1.263
Geração Potencial 2025 <sup>2</sup>	728	1.339	1.157	1.035	1.575	1.627	1.722	1.835	2.023	-	-	-	1.858	1.449

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

Estado	Complexos Eólicos	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência (com REL)			
		3T25		3T24		Var.		P90		P50	
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.	3T25	9M25	3T25	9M25
PI	Ventos do Araripe III	225,0	230,4	-2,3%	167,6	164,5	1,9%	-7,0%	-0,5%	-12,1%	-6,0%
	Ventos do Piauí II	135,8	148,5	-8,6%	104,1	110,4	-5,7%	-0,3%	0,8%	-7,1%	-6,1%
	Ventos do Araripe I	110,7	114,9	-3,7%	83,8	86,3	-2,9%	-9,0%	-3,2%	-16,9%	-11,6%
	Ventos do Piauí III	130,2	144,6	-9,9%	99,4	99,8	-0,4%	-1,3%	0,5%	-8,3%	-6,6%
	Ventos do Piauí I	137,0	135,2	1,4%	101,4	97,0	4,4%	-1,3%	3,5%	-6,7%	-2,1%
PE	Caetés	62,8	83,6	-24,9%	68,3	70,2	-2,7%	-30,4%	-12,3%	-36,7%	-20,2%
RN	Cajuína	287,6	148,2	94,1%	268,2	125,1	114,4%	-21,2%	-5,2%	-31,3%	-17,4%
	Ventus	33,0	38,1	-13,3%	32,4	29,5	9,7%	-42,5%	-21,6%	-47,9%	-29,0%
	Salinas	23,9	15,2	57,3%	16,3	12,0	35,9%	2,4%	-3,9%	-5,8%	-11,6%
CE	Mandacaru	27,7	44,2	-37,3%	20,0	27,6	-27,6%	-37,7%	-28,9%	-45,8%	-38,2%
BA	Alto Sertão II	182,2	197,0	-7,5%	162,6	153,0	6,2%	-9,4%	-0,1%	-15,7%	-7,0%
	Tucano	137,3	151,7	-9,4%	121,6	108,0	12,7%	-11,8%	-14,1%	-18,4%	-20,5%
RS	Cassino	17,2	22,1	-22,2%	17,8	23,0	-22,7%	-22,2%	-9,5%	-29,1%	-17,5%
<b>Total</b>		<b>1.510,5</b>	<b>1.473,7</b>	<b>2,5%</b>	<b>1.263,4</b>	<b>1.106,3</b>	<b>14,2%</b>	<b>-12,7%</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-20,1%</b>	<b>-12,9%</b>

O 3T25 marcou mais uma etapa na trajetória de maturação operacional dos parques incorporados, refletindo a consolidação do plano técnico de recuperação implementado ao longo do ano. As ações de manutenção preventiva e preditiva, associadas ao fortalecimento da governança de operação e à gestão integrada dos equipamentos em estoque, vêm garantindo maior

<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 aos ativos e reduzindo gradualmente o tempo médio de indisponibilidade dos aerogeradores. A estratégia também contempla o aperfeiçoamento contínuo dos procedimentos de campo, assegurando maior estabilidade dos aerogeradores e extraindo o máximo potencial energético de cada parque.

Conforme apresentado na Tabela 6, a disponibilidade média dos ativos incorporados alcançou 93,3%, um avanço de 2,1 p.p. em relação ao mesmo período de 2024 e 1,3 p.p. em relação ao 2T25, comprovando a recuperação observada ao longo do ano. A disponibilidade média considerando todos os ativos eólicos da Companhia atingiu 94,8%, incremento de 1,5 p.p. na comparação anual. Considerando o acumulado de nove meses, os ganhos são ainda mais expressivos, com aumento de 10,1 p.p. nos ativos incorporados e 7,2 p.p. no portfólio total, evidenciando a efetividade das ações estruturantes de O&M e a consolidação de uma operação cada vez mais eficiente e padronizada.

Entre os destaques, os complexos Cajuína, Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II e III, Salinas e Alto Sertão II mantiveram a disponibilidade média acima de 95%, reforçando a consistência e eficiência operacional da Companhia. Cajuína, em especial, evidencia recuperação sólida e sustentada desde a sua integração, acumulando avanços de 8,7 p.p. no 3T25 e 21,4 p.p. nos 9M25 se comparado aos mesmos períodos de 2024, resultado direto do conjunto de intervenções técnicas implementadas e da maior estabilidade operacional observada no trimestre.

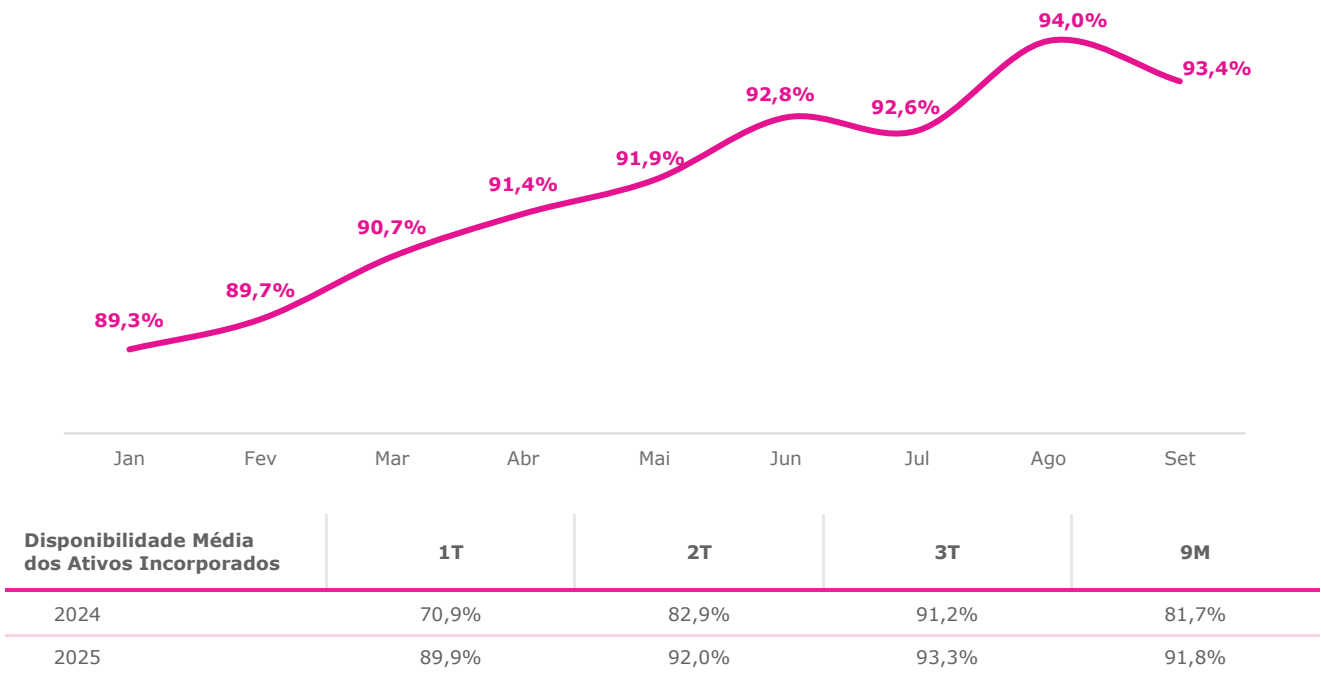
Nos ativos Tucano, Mandacaru e Cassino, o trimestre reflete a continuidade das intervenções corretivas e a consequente retomada gradual dos aerogeradores parados. Ao longo do trimestre, Tucano manteve a tendência de recuperação após a substituição de eixos rápidos e inspeções estruturais, enquanto Mandacaru registrou um avanço relevante na disponibilidade ao longo do trimestre, com o retorno progressivo de aerogeradores à operação – conforme o cronograma técnico planejado para o ciclo 2025. Em Cassino, por sua vez, a transição do modelo de operação e manutenção gerou um aumento no volume de inspeções de fim de contrato em setembro, influenciando diretamente no resultado da disponibilidade no trimestre.

**| Tabela 6 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos**

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	3T25	3T24	Var. (p.p)	9M25	9M24	Var. (p.p)
PI	Ventos do Araripe III	358	97,4%	97,6%	-0,2	97,3%	96,1%	1,1
	Ventos do Piauí II	211	99,1%	99,0%	0,1	96,7%	98,6%	-1,9
	Ventos do Araripe I	210	89,6%	89,5%	0,1	90,6%	76,1%	14,5
	Ventos do Piauí III	207	99,0%	98,3%	0,6	97,6%	95,2%	2,5
	Ventos do Piauí I	206	96,8%	97,6%	-0,8	97,2%	97,1%	0,1
PE	Caetés	182	95,9%	96,0%	-0,1	94,4%	93,0%	1,4
	Cajuína	686	96,4%	87,7%	8,7	94,4%	73,1%	21,4
RN	Ventus	187	94,6%	90,9%	3,6	92,5%	89,7%	2,7
	Salinas	50	95,8%	94,6%	1,2	94,9%	95,7%	-0,8
CE	Mandacaru	108	74,0%	82,6%	-8,6	69,6%	83,0%	-13,4
BA	Alto Sertão II	386	97,6%	97,5%	0,1	97,5%	94,8%	2,7
	Tucano	322	89,6%	90,9%	-1,3	85,1%	71,1%	13,9
RS	Cassino	64	86,0%	98,3%	-12,3	91,0%	97,7%	-6,7
<b>Disponibilidade Média</b>			<b>94,8%</b>	<b>93,3%</b>	<b>1,5</b>	<b>93,5%</b>	<b>86,3%</b>	<b>7,2</b>
<b>Disponibilidade Média Ativos Incorporados</b>			<b>93,3%</b>	<b>91,2%</b>	<b>2,1</b>	<b>91,8%</b>	<b>81,7%</b>	<b>10,1</b>

A condução do plano técnico de recuperação dos ativos eólicos tem promovido avanços consistentes na confiabilidade e no desempenho operacional dos complexos, sustentando uma trajetória de crescimento contínuo da disponibilidade ao longo do ano. Embora os meses de julho e setembro apresentem pequenas oscilações pontuais, tais variações não comprometem a tendência geral de recuperação, que permanece positiva e em linha com a consolidação da performance esperada para 2025. No Gráfico 11, observa-se a tendência da recuperação gradual do indicador.

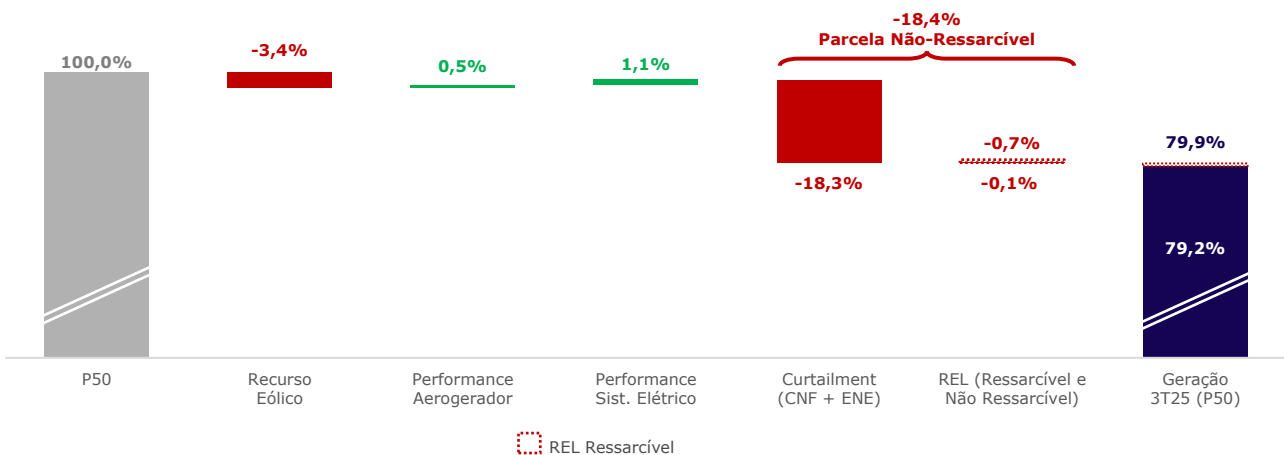
**| Gráfico 11 | Evolução Anual da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados**



A produção de energia do portfólio eólico consolidado alcançou 79,9% do P50 e 87,3% do P90 no trimestre. O principal ofensor do desempenho foi o *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 19,1 p.p. – sendo 18,4 p.p. relativos à parcela não ressarcível e 0,7 p.p. da ressarcível. Adicionalmente, o período também foi impactado pela menor disponibilidade de recurso eólico, conforme Gráfico 12.

Apesar do cenário desafiador, os ganhos operacionais conquistados ao longo do ano foram preservados, evidenciando a continuidade da melhoria estrutural dos ativos e a maior estabilidade dos indicadores sob gestão direta da Companhia.

**| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 3T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**

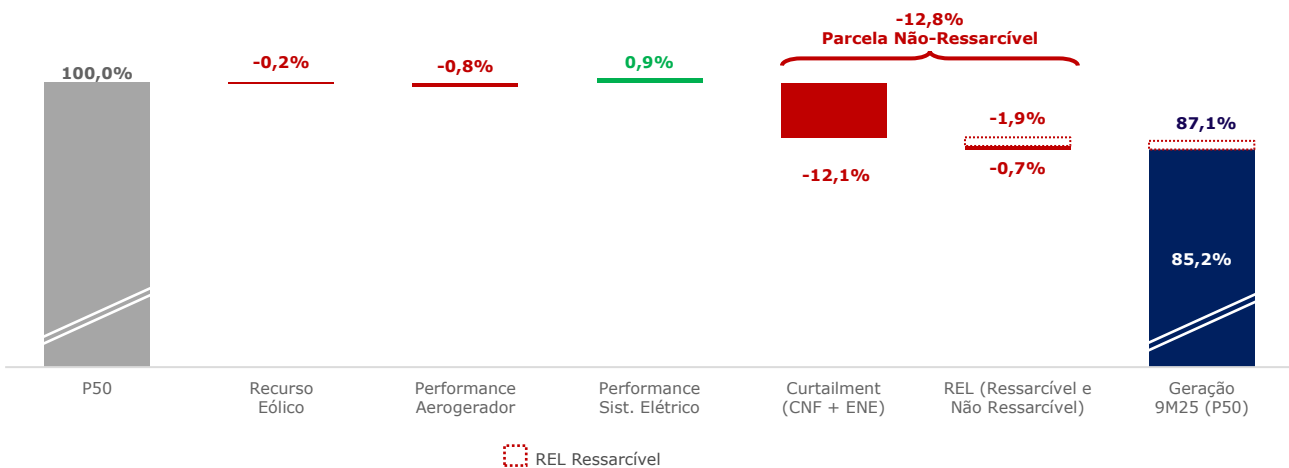


Nos nove primeiros meses de 2025, o portfólio eólico consolidado alcançou 87,1% do P50 e 95,3% do P90. Assim como no trimestre, o *curtailment* também influenciou a produção de energia no acumulado do ano, representando uma redução de 14,7 p.p. em relação ao P50 – sendo 12,8 p.p. não-ressarcível e 1,9 p.p. passível de ressarcimento, conforme Gráfico 13.

A performance dos aerogeradores apresentou leve variação negativa no período, refletindo principalmente a menor disponibilidade no 1T25, quando foram concentradas diversas manutenções para recuperação da performance dos ativos. Importante destacar que os resultados mais recentes já evidenciam uma trajetória de recuperação progressiva consistente desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024.

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

| Gráfico 13 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 9M25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>



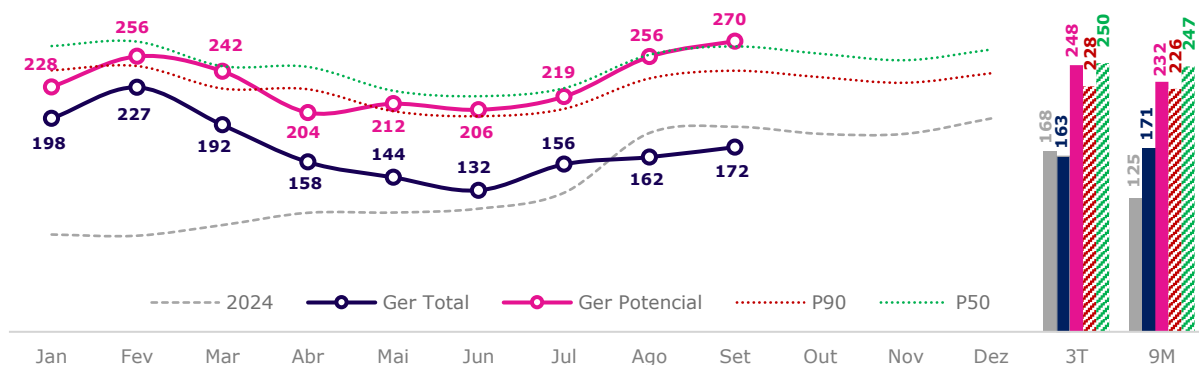
As ações implementadas desde o início do ano – voltadas ao aumento da confiabilidade e eficiência operacional – seguem sustentando resultados consistentes em performance técnica e disponibilidade, reforçando a resiliência do portfólio frente às variações externas. A Companhia mantém o foco na execução das alavancas de performance em andamento, consolidando a trajetória de recuperação e fortalecimento da operação eólica.

### 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 atingiu 163,2 MW médios no 3T25, 3,3% inferior ao 3T24 (168,8 MW médios). Em relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 28,5% e, frente à expectativa de geração média (P50), inferior em 34,6%, influenciada principalmente por restrições de geração (*curtailment*).

O Gráfico 14 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 14 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



<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.

MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	168	125
Geração 2025	198	196	187	158	139	124	148	158	157	-	-	-	155	163
Geração Total <sup>1</sup> 2025	198	227	192	158	144	132	156	162	172	-	-	-	163	171
Geração Potencial <sup>2</sup> 2025	228	256	242	204	212	206	219	256	270	-	-	-	248	232

No 3T25, o portfólio solar da Companhia registrou produção total de energia de 163,2 MW médios, 3,3% inferior ao mesmo período de 2024, conforme Tabela 7. Ainda assim, no acumulado dos nove primeiros meses do ano, observa-se um crescimento expressivo de 36,8%, impulsionado pelo *ramp-up* das usinas cuja construção foi concluída em 2024 (Sol de Jaíba e Água Vermelha VII) e pela resiliência operacional dos ativos existentes.

Apesar da evolução operacional dos ativos, a performance do trimestre foi impactada por um nível elevado de *curtailment*. Mesmo com infraestrutura operacional disponível e condições técnicas adequadas, parte relevante da geração potencial deixou de ser entregue ao sistema em função de uma demanda inferior ao esperado para o período – conforme mencionado na seção [Mercado de Energia](#) – pressionando os resultados frente aos referenciais certificados. Neste cenário, a Auren permanece comprometida com a excelência operacional, a maximização da eficiência de seus ativos solares e a continuidade das ações de otimização, reforçando a resiliência e maturidade do portfólio solar frente aos desafios do setor.

**| Tabela 7 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação**

Estado	Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MW médios)						% de Referência com REL			
		3T25		3T24		Var.		P90		P50	
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.	3T25	9M25	3T25	9M25
MG	Sol do Jaíba	95,5	96,8	-1,3%	99,6	52,0	91,4%	-36,3%	-31,4%	-42,8%	-38,4%
	Guaimbê	26,3	27,6	-4,6%	26,3	29,5	-10,9%	-7,5%	-9,1%	-10,1%	-11,7%
SP	Água Vermelha Solar	14,1	14,3	-1,9%	14,7	15,8	-6,6%	-15,0%	-11,9%	-19,3%	-16,3%
	Boa Hora	15,3	14,7	4,2%	15,5	15,2	1,8%	1,2%	1,3%	-3,8%	-3,7%
	Água Vermelha VII	5,8	7,1	-18,7%	6,4	2,5	158,8%	-35,7%	-28,9%	-40,5%	-34,2%
PI	Sol do Piauí I	6,2	8,3	-25,2%	8,3	9,8	-15,5%	-34,4%	-21,8%	-40,7%	-29,3%
<b>Total</b>		<b>163,2</b>	<b>168,8</b>	<b>-3,3%</b>	<b>170,8</b>	<b>124,8</b>	<b>36,8%</b>	<b>-28,5%</b>	<b>-24,3%</b>	<b>-34,6%</b>	<b>-30,8%</b>

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 99,0% no 3T25, um avanço de 1,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2024, conforme apresentado na Tabela 8. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, refletindo diretamente na melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

**| Tabela 8 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares**

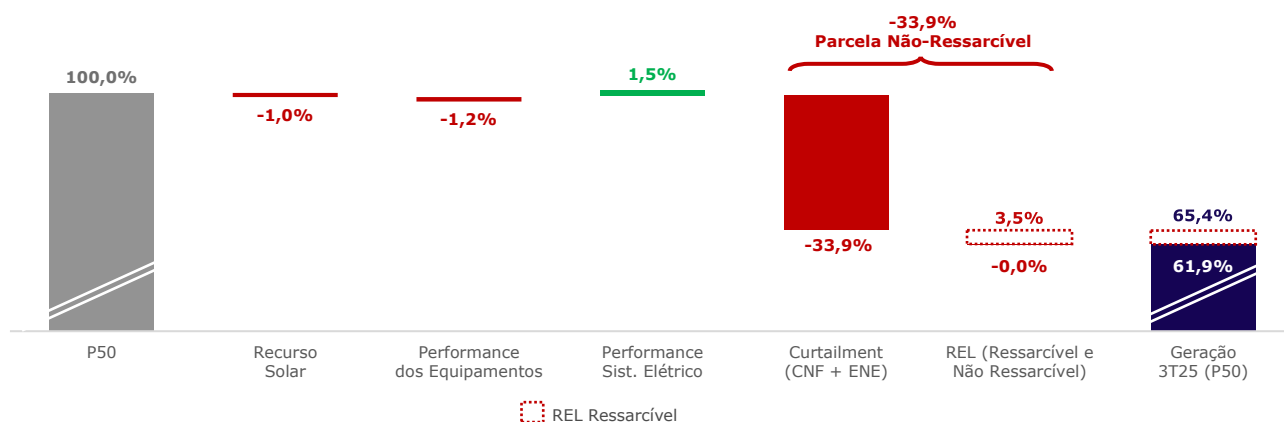
Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade					
			3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
MG	Sol de Jaíba <sup>1</sup>	500	99,0%	97,4%	1,7	97,7%	96,7%	1,0
	Guaimbê	150	99,3%	98,1%	1,2	97,7%	99,2%	-1,5
SP	Água Vermelha Solar	76	97,5%	94,3%	3,1	97,7%	97,3%	0,4
	Boa Hora	69	99,7%	99,2%	0,5	99,5%	99,6%	-0,1
	Água Vermelha VII <sup>2</sup>	33	99,2%	98,2%	1,0	99,0%	98,2%	0,8
PI	Sol do Piauí I	48	99,6%	99,4%	0,2	98,1%	99,6%	-1,4
<b>Disponibilidade Média</b>		<b>-</b>	<b>99,0%</b>	<b>97,5%</b>	<b>1,5</b>	<b>97,9%</b>	<b>97,6%</b>	<b>0,3</b>

<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.

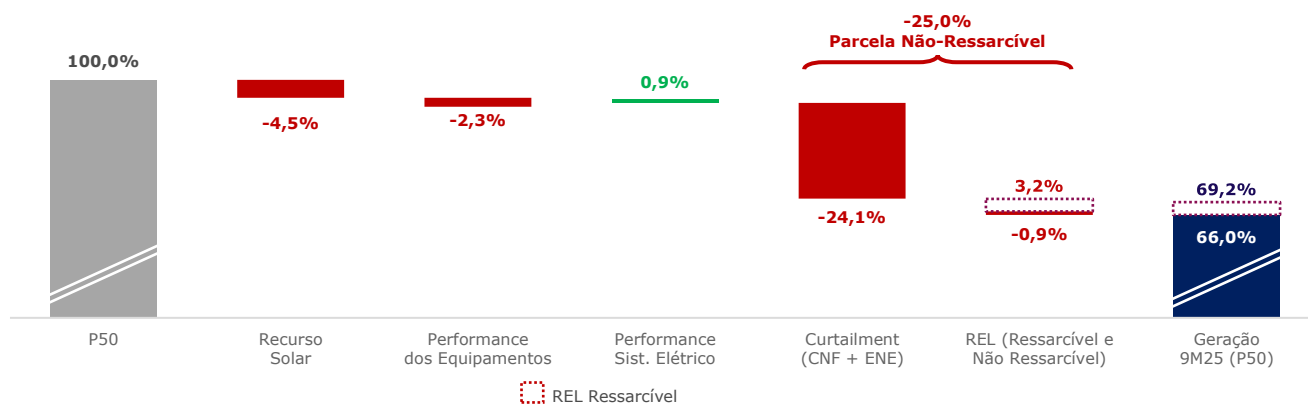
Em linhas gerais, apesar de o recurso solar abaixo das certificações ter limitado a geração, a principal influência negativa na performance do período decorreu do *curtailment* – sobretudo a parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 33,9 p.p. frente ao P50. A magnitude dos impactos pode ser observada no Gráfico 15.

**| Gráfico 15 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 3T25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**



Assim como no trimestre, o desempenho solar no acumulado do ano também foi influenciado majoritariamente pelo *curtailment*, responsável pela perda de 25,0 p.p. frente ao P50. Também contribuíram para o resultado as condições de recurso solar menos favoráveis (-4,5 p.p.) e a performance dos equipamentos (-2,3 p.p.), refletindo eventos pontuais que ocorreram no 1T25, já solucionados pela Companhia. Desde então, a operação solar vem apresentando melhoria contínua, sustentada por ações voltadas à confiabilidade e eficiência dos ativos. O ganho no desempenho do sistema elétrico (+0,9 p.p.) reforça essa tendência positiva, contribuindo para mitigar parte das perdas acumuladas. Como resultado, a geração consolidada alcançou 69,1% do P50 e 75,7% da P90 nos nove primeiros meses de 2025, conforme ilustrado no Gráfico 16.

**| Gráfico 16 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 9M25 (P50 em base 100)<sup>1</sup>**



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

### **Curtilment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren**

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

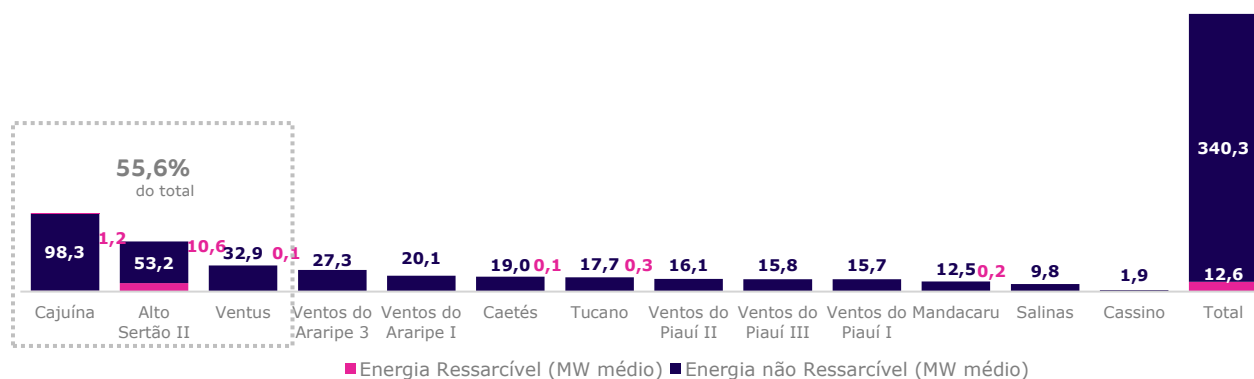
Em termos energéticos, o impacto total da restrição não-ressarcível de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 407,5 MW médios, equivalente a 18,8% do P50, sendo (i) 399,5 MW médios no 3T25 (18,4% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 8,0 MW médios (0,4% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 429,4 MW médios (19,8% do

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

P50), sendo que 21,1 MW médios (1,0% do P50) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

Para os projetos eólicos, o 3T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível na ordem de 340,3 MW médios, equivalente a 18,0% do P50, sendo (i) 337,1 MW médios (17,8% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 3,2 MW médios (0,2% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 352,9 MW médios (18,7% do P50), sendo que 12,5 MW médios (0,7% do P50) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia de REL.

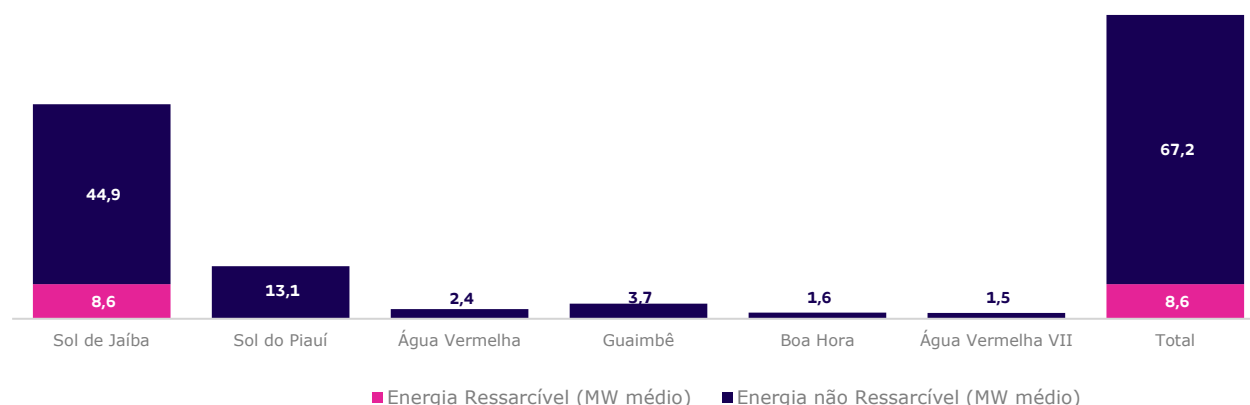
**| Gráfico 17 | Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 3T25**



	CAJ	AS II	VEN	VA III	VA I	CAE	TUC	VdP II	VdP III	VdP I	MAN	SAL	CAS	Total
<b>% do P50</b>	23,8%	29,5%	52,1%	10,7%	15,1%	19,3%	10,7%	11,0%	11,1%	10,7%	24,9%	38,5%	7,9%	<b>18,7%</b>
<b>Capacidade Inst. (MW)</b>	685,8	386,1	187,0	357,9	210,0	181,9	322,4	211,5	207,0	205,8	108,1	50,4	64,0	<b>3.177,9</b>

Para os ativos solares, o 3T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) não-ressarcível na ordem de 67,2 MW médios, equivalente a 27,1% do P50, sendo (i) 62,4 MW médios (25,2% do P50) por Razão de Confiabilidade e Razão Energética e (ii) 4,8 MW médios (1,9% do P50) por Razão de Indisponibilidade Externa – REL abaixo da franquia. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 75,8 MW médios (30,6% do P50), sendo que 8,6 MW médios (3,5% da P50) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia de REL.

**| Gráfico 18 | Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 3T25**



	Jaíba	Sol do Piauí <sup>1</sup>	AGV	Guaimbê	Boa Hora	AGV VII	Total
<b>% do P50</b>	32,2%	-	13,8%	12,9%	10,0%	15,0%	<b>30,5%</b>
<b>Capacidade Inst. (MW)</b>	500,0	48,1	76,0	150,0	69,1	33,2	<b>876,4</b>

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

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 196 milhões, um aumento de 158% em relação ao 2T25. Desse valor, R\$ 2 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 86 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 108 milhões os cortes por Razão Energética. O impacto líquido do *curtailment* no 3T25 foi de R\$ 130 milhões, já descontados os ganhos com modulação no valor de R\$ 66 milhões, conforme descritos na seção a seguir.

### **Modulação de Geração**

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Dado que o 3T25 foi marcado por um cenário hidrológico recessivo e que a matriz energética brasileira conta atualmente com aproximadamente 36% de capacidade instalada baseada em fontes intermitentes, o PLD apresentou um comportamento bastante volátil no período.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada – com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica – a Auren aferiu resultados positivos quando comparamos seu perfil horário de geração ao PLD. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo. Com base nos dados de geração e preço horário no 3T25, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 66 milhões para a Auren. Somados aos ganhos do 1S25 de R\$ 58 milhões, a Auren apresentou ganhos com modulação de R\$ 124 milhões de janeiro a setembro de 2025.

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

## Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 9 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.636,1</b>	<b>1.603,1</b>	<b>2,1%</b>	<b>4.853,8</b>	<b>4.293,1</b>	<b>13,1%</b>
Custo com Compra de Energia	(475,3)	(430,6)	10,4%	(999,0)	(843,1)	18,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,1)	(175,8)	1,3%	(534,8)	(517,2)	3,4%
<b>Margem Líquida</b>	<b>982,6</b>	<b>996,8</b>	<b>-1,4%</b>	<b>3.320,0</b>	<b>2.932,8</b>	<b>13,2%</b>
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	62,2%	-2,1 p.p.	68,4%	68,3%	0,1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(251,9)</b>	<b>(276,9)</b>	<b>-9,0%</b>	<b>(723,4)</b>	<b>(817,6)</b>	<b>-11,5%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(6,8)	57,3	-111,9%	5,5	134,8	-95,9%
<b>EBITDA</b>	<b>723,9</b>	<b>777,2</b>	<b>-6,9%</b>	<b>2.602,1</b>	<b>2.250,0</b>	<b>15,7%</b>
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	97,0	1,9%	252,7	137,8	83,3%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	7,2	2,3	211,4%	15,6	6,8	128,3%
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	7,1	(64,4)	n.a.	(18,2)	(132,2)	-86,3%
Baixa de imobilizado	3,1	-	n.a.	13,2	-	n.a.
Outros Ajustes	-	-	n.a.	-	21,8	n.a.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>840,3</b>	<b>812,2</b>	<b>3,5%</b>	<b>2.865,5</b>	<b>2.284,2</b>	<b>25,4%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,4%	50,7%	0,7 p.p.	59,0%	53,2%	11,0%

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 840,3 milhões no 3T25, R\$ 28,1 milhões (3,5%) superior se comparado ao 3T24. A variação no período reflete principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 32,9 milhões (2,1%) no trimestre principalmente pelo ganho com a cessão do contrato de longo prazo em dólares de 150 MW médios (R\$ 49,0 milhões) para o segmento de comercialização realizada no 2T25, a entrada em operação faseada de Jaíba em 2024 (R\$ 48,1 milhões), o reajuste de preços dos contratos regulados (R\$ 24,1 milhões), e a entrada em operação faseada de Cajuína em 2024 (R\$ 20,5 milhões), compensados, principalmente, pelo aumento da provisão para ressarcimento (R\$ 128,4 milhões) decorrente da frustração de geração no mercado regulado, dado o maior *curtailment*.
- Custo com Compra de Energia:** aumento de R\$ 44,8 milhões no trimestre, totalizando R\$ 475,3 milhões vs. R\$ 430,6 milhões no 3T24, para equalização do balanço energético de geração, incluindo compras de energia para cobrir a exposição *short*, devido ao *curtailment*, e um preço mais elevado do que o 3T24.
- Encargos Setoriais:** R\$ 178,1 milhões no 3T25, em linha com o montante observado no mesmo período do ano anterior (R\$ 175,8 milhões). A variação de R\$ 2,3 milhões é explicada pela inflação do período, parcialmente mitigada pela redução das tarifas médias de transmissão e distribuição das usinas hidrelétricas localizadas no estado de São Paulo.
- Margem Líquida:** diminuição de R\$ 14,1 milhões no trimestre, totalizando R\$ 982,6 milhões no 3T25 comparada a R\$ 996,8 milhões no 3T24, como resultado dos fatores explicados acima. No trimestre, a Companhia gerou R\$ 50,3 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia no segmento de geração, que somados aos ganhos obtidos no segmento de comercialização (R\$ 15,3 milhões), totalizaram ganhos de R\$ 65,6 milhões no período, proporcionados pela diversificação de seu portfólio, conforme apresentado na seção "Modulação de Geração".
- PMSO:** R\$ 251,9 milhões no 3T25, redução de 9,0% em relação ao 3T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- ORO:** despesa de R\$ 6,8 milhões no 3T25 comparada a receita de R\$ 57,3 milhões no 3T24, explicada principalmente pela reversão de provisões do passivo contencioso no 3T24 que impactaram positivamente o resultado daquele período em R\$ 64,4 milhões.
- Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 98,9 milhões no 3T25, em linha com o mesmo período do ano passado. Maiores detalhes na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

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

## Participações Minoritárias da Auren

Nesta seção apresentamos o desempenho dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui participação minoritária por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das *holdings* CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado. Para informações detalhadas sobre a estrutura societária e as principais características das hidrelétricas nas quais a Companhia detém participação minoritária, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

| Figura 3 | Estrutura Societária Simplificada das Participações Minoritárias em Hidrelétricas



| Tabela 10 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias<sup>1</sup>

Volume (MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	237	256	256	256	244
Compras (b)	59	35	5	4	4
<b>Recurso (c) = (a)+(b)</b>	<b>296</b>	<b>291</b>	<b>261</b>	<b>260</b>	<b>248</b>
Vendas no ACL (d)	275	256	256	256	244
<b>Requisitos (e)</b>	<b>275</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>256</b>	<b>244</b>
<b>Balanço Energético (f) = (c) - (e)</b>	<b>21</b>	<b>35</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Analisando o Balanço Energético do 3T25, em comparação com os valores do 2T25, tivemos a redução da garantia física dos ativos em 13 MW médios para o ano de 2025, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanço Energético das Participações Minoritárias, desde o 2T25, apresenta 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. Os principais efeitos no resultado de participações estão explicados abaixo.

Na Tabela 11 a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívida 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 11 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias**

<b>DRE Gerencial Participações</b> (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	<b>3T25</b>	<b>3T24</b> proforma	<b>Var.</b>	<b>9M25</b>	<b>9M24</b> proforma	<b>Var.</b>
Volume Energia Vendida (MW médios)	252	245	2,9%	268	270	-0,4%
Margem R\$/MWh	215	195	10,3%	197	175	12,3%
<b>Margem Bruta</b>	<b>119,1</b>	<b>105,0</b>	<b>13,4%</b>	<b>347,8</b>	<b>311,0</b>	<b>11,8%</b>
PMSO	(5,6)	(4,8)	16,7%	(17,1)	(15,3)	11,8%
<b>EBITDA Ajustado<sup>1</sup></b>	<b>113,5</b>	<b>100,2</b>	<b>13,3%</b>	<b>330,7</b>	<b>295,7</b>	<b>11,8%</b>
Depreciação & Amortização	(9,4)	(9,4)	0,0%	(28,2)	(28,1)	0,4%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	7,2	14,6	-50,7%	11,4	50,3	-77,3%
<b>EBIT</b>	<b>111,3</b>	<b>105,4</b>	<b>5,6%</b>	<b>313,9</b>	<b>317,9</b>	<b>-1,3%</b>
Resultado Financeiro	8,0	0,1	n.a.	14,5	0,1	n.a.
<b>LAIR</b>	<b>119,3</b>	<b>105,5</b>	<b>13,1%</b>	<b>328,4</b>	<b>318</b>	<b>3,3%</b>
IR/CSLL	(29,4)	(25,8)	14,0%	(81,4)	(77,2)	5,4%
<b>Lucro Líquido<sup>2</sup></b>	<b>89,9</b>	<b>79,7</b>	<b>12,8%</b>	<b>247,0</b>	<b>240,8</b>	<b>2,6%</b>
<b>Dividendos Declarados</b>	<b>98,9</b>	<b>97,0</b>	<b>2,0%</b>	<b>233,3</b>	<b>137,8</b>	<b>69,3%</b>

Principais destaques do 3T25:

- a) **Margem Bruta:** a melhora da margem em R\$ 14,1 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 3T25 contra o 3T24 (R\$ 252/MWh vs. R\$ 170/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 30 MW médios na CBA Energia.
- b) **PMSO:** no terceiro trimestre de 2025, o montante alcançou R\$ 5,6 milhões frente a R\$ 4,8 milhões no mesmo período anterior, crescimento de R\$ 0,8 milhões justificado principalmente por (i) R\$ 0,5 milhão de despesas advocatícias da Enercan, relacionadas a processos legais; e (iii) reajustes nos preços de serviços e materiais contratados.
- c) **EBITDA Ajustado:** R\$ 113,5 milhões no 3T25, crescimento de 13,3% quando comparado aos R\$ 100,2 milhões registrados no 3T24, justificado pelo crescimento da margem bruta em R\$ 15,1 milhões.
- d) **Outros Resultados:** receita de R\$ 7,2 milhões no 3T25 frente a receita de R\$ 14,6 milhões no mesmo período do ano anterior, redução de R\$ 7,4 milhões justificada principalmente por ressarcimentos associados ao impacto do GSF em Enercan e pela variação do MtM em função do PLD.
- e) **Resultado Financeiro:** R\$ 8,0 milhões no 3T25 frente a R\$ 0,1 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente à: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da queda no índice aplicado IGPM nas UHEs Picada, Baesa e Enercan (R\$ 5,0 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras nas subholdings Pollarix e Amador Aguiar, devido ao maior caixa disponível em ambas as empresas (R\$ 169 milhões vs. R\$ 56 milhões no 3T24) bem como à dinâmica do CDI no período.
- f) **Dividendos Declarados:** R\$ 98,9 milhões no terceiro trimestre de 2025, frente a R\$ 97,0 milhões no 3T24. As alterações nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos, conforme mencionado no 4T24, distribuem o montante anual de forma mais linear ao longo do ano, diferente dos períodos anteriores, quando o recebimento ficava concentrado nos últimos trimestres de cada ano.

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

A Auren é a maior Comercializadora de energia do país, provendo à Companhia uma carteira diversificada de clientes, otimização e agilidade na alocação de energia. Sua inteligência de mercado e atuação estratégica reforçam a resiliência operacional, contribuindo para a redução de riscos e consistência de geração de resultados positivos.

### Balanco Energético do Segmento de comercialização

A tabela 12 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 já comercializou 6.207 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 12 | Balanço Energético do Portfólio de comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (A)	6.189	3.439	2.363	1.905	1.117	776
Vendas <sup>1</sup> (B)	6.207	3.589	2.382	1.885	1.066	818
<b>Margem Contratual<sup>2</sup> (R\$/MWh)</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Balanço Comercialização (A - B)</b>	<b>(18)</b>	<b>(150)</b>	<b>(19)</b>	<b>20</b>	<b>51</b>	<b>(42)</b>
<b>Balanço Consolidado Auren<sup>3</sup></b>	<b>230</b>	<b>331</b>	<b>650</b>	<b>773</b>	<b>1.397</b>	<b>1.565</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 18 MW médios referente ao quarto trimestre de 2025 e a posição *short* de 150 MW médios referente a 2026, por exemplo, deverão ser valoradas aos preços de mercado dos respectivos períodos.

A variação observada na margem contratual de 2025 — quando comparada com a margem publicada no 2T25 — associada a um aumento de 594 MW médios no volume negociado é explicada principalmente por presença significativa de operações favoráveis de *trading* de curto prazo.

No 3T25, a gestão do portfólio foi marcada por três movimentos principais:

- Alteração marginal da posição direcional da Comercializadora, saindo de uma posição *long* de 8 MW médios para o ano de 2025, em junho, para uma posição *short* de 18 MW médios para o último trimestre de 2025 no balanço de setembro.
- Redução da exposição *short* em 2026, de 269 MW médios para 150 MW médios, por meio da formalização de 120 MW médios em contratos de compra, com o objetivo de reduzir a posição *short* para gestão de risco do portfólio.
- Aumento no volume vendido entre 2027 e 2030 associado ao remanejamento de lastro para atendimento dos novos contratos de autoprodução.

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\$ 49 milhões no 3T25, em linha com o impacto negativo já anunciado de R\$ 100 milhões para o ano 2025. No ano de 2026, essa cessão terá impacto negativo de R\$ 103 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\$ 7/MWh em 2025, acima dos R\$ 5/MWh reportados, e de R\$ 13/MWh em 2026, acima dos R\$ 10/MWh reportados.

<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: 01 de outubro 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 13 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.646,3</b>	<b>2.040,5</b>	<b>29,7%</b>	<b>6.328,3</b>	<b>4.476,9</b>	<b>41,4%</b>
Custo com Energia	(2.632,8)	(1.931,4)	36,3%	(6.044,8)	(4.181,3)	44,6%
<b>Margem Líquida</b>	<b>13,6</b>	<b>109,2</b>	<b>-87,6%</b>	<b>283,5</b>	<b>295,6</b>	<b>-4,1%</b>
<i>Margem Líquida</i>	0,5%	5,3%	-4,8 p.p.	4,5%	6,6%	-2,1 p.p.
<b>PMSO</b>	<b>(37,3)</b>	<b>(29,5)</b>	<b>26,4%</b>	<b>(97,4)</b>	<b>(70,2)</b>	<b>38,7%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	103,3	(18,7)	n.a.	147,4	25,4	481,3%
<b>EBITDA</b>	<b>79,5</b>	<b>61,0</b>	<b>30,3%</b>	<b>333,5</b>	<b>250,8</b>	<b>33,0%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(104,5)	19,3	n.a.	(142,9)	(18,1)	689,9%
Outros Ajustes	0,0	0,8	n.a.	3,1	0,7	325,1%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>(24,9)</b>	<b>81,1</b>	<b>-130,8%</b>	<b>193,8</b>	<b>233,4</b>	<b>-17,0%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	-0,9%	4,0%	-4,9 p.p.	3,1%	5,2%	-41,3%

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 24,9 milhões no 3T25 ante R\$ 81,1 milhões registrados no 3T24. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionado anteriormente, o EBITDA Ajustado do 3T25 seria de R\$ 24,1 milhões. A variação em relação ao 3T24 é explicada principalmente:

- Margem Líquida:** totalizou R\$ 13,6 milhões no 3T25, uma redução de 87,6% em relação ao observado no mesmo período do ano anterior. Tal variação é explicada, majoritariamente, pela sazonalidade do portfólio de comercialização em 2025, com os resultados concentrados no primeiro semestre do ano. Além disso, a cessão do contrato de longo prazo em dólares de 150 MW médios do segmento de geração para o de comercialização teve um impacto negativo de R\$ 49,0 milhões no trimestre.
- PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 37,3 milhões no 3T25, ante R\$ 29,5 milhões no 3T24. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera e da Way 2, com impacto de R\$ 15,6 milhões, compensadas parcialmente pelas sinergias capturadas desde a conclusão da aquisição da AES Brasil.
- Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** totalizaram R\$ 103,3 milhões, devido à marcação à mercado dos contratos para venda de energia futura, no valor de R\$ 104,5 milhões, com uma agregação de margem futura no 3T25, no montante de R\$ 168,0 milhões, parcialmente compensado pela realização de margem no trimestre (-R\$ 63,5 milhões).

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

## Desempenho Financeiro Consolidado

### Demonstração de Resultados Proforma

**Importante:** Esta seção apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. 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 dados do 3T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 3T24 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Companhia 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 setembro 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 DRE 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 3T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia – participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção “Participações Minoritárias da Auren”, no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#), além de 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\$ 10,0 milhões no 3T25 e de R\$ 32,4 milhões nos primeiros nove meses de 2025. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 14 | Resultados do Período

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.537,4</b>	<b>3.134,7</b>	<b>12,8%</b>	<b>9.375,2</b>	<b>7.651,9</b>	<b>22,5%</b>
Custo com Compra de Energia	(2.363,1)	(1.852,4)	27,6%	(5.236,4)	(3.904,9)	34,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,6)	(176,4)	2,4%	(537,9)	(526,5)	2,2%
<b>Margem Líquida</b>	<b>993,6</b>	<b>1.105,9</b>	<b>-10,2%</b>	<b>3.601,0</b>	<b>3.220,5</b>	<b>11,8%</b>
<i>Margem Líquida</i>	28,1%	35,3%	-7,2 p.p.	38,4%	42,1%	-3,7 p.p.
<b>Custos e Despesas (PMSO)</b>	<b>(335,7)</b>	<b>(343,6)</b>	<b>-2,3%</b>	<b>(929,1)</b>	<b>(982,8)</b>	<b>-5,5%</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	6,3	246,8	-97,4%	(113,1)	475,5	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>664,3</b>	<b>1.009,1</b>	<b>-34,2%</b>	<b>2.558,8</b>	<b>2.713,2</b>	<b>-5,7%</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(13,9)	(188,5)	-92,6%	111,5	(334,3)	n.a.
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	97,0	1,9%	252,7	137,8	83,3%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	13,0	8,8	47,6%	29,5	13,3	121,9%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	7,3	(64,3)	n.a.	(16,4)	(131,8)	-87,6%
Baixa de Imobilizado (ORO)	3,1	-	n.a.	19,5	-	n.a.
Outros Ajustes (ORO)	-	-	-	3,1	21,8	-86,0%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>772,7</b>	<b>862,1</b>	<b>-10,4%</b>	<b>2.958,6</b>	<b>2.420,0</b>	<b>22,3%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	21,8%	27,5%	-5,7 p.p.	31,6%	31,6%	-0,1 p.p.
Depreciação e Amortização	(465,6)	(385,7)	20,7%	(1.445,5)	(1.114,7)	29,7%
Equivalência Patrimonial	58,2	57,5	1,2%	145,1	168,7	-14,0%
Resultado Financeiro Líquido	(625,3)	(344,2)	81,7%	(2.001,9)	(1.091,2)	83,5%
<b>LAIR</b>	<b>(368,3)</b>	<b>336,7</b>	<b>-209,4%</b>	<b>(743,4)</b>	<b>676,1</b>	<b>n.a.</b>
Impostos (IR/CSLL)	(35,4)	(139,5)	-74,6%	(169,1)	(345,2)	-51,0%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(403,7)</b>	<b>197,2</b>	<b>n.a.</b>	<b>(912,6)</b>	<b>330,9</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 em suas análises, a Companhia disponibiliza a [Planilha Interativa](#) no site 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\$ 993,6 milhões no 3T25, redução de 10,2% comparação com o 3T24 (R\$ 1.105,9 milhões).

Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

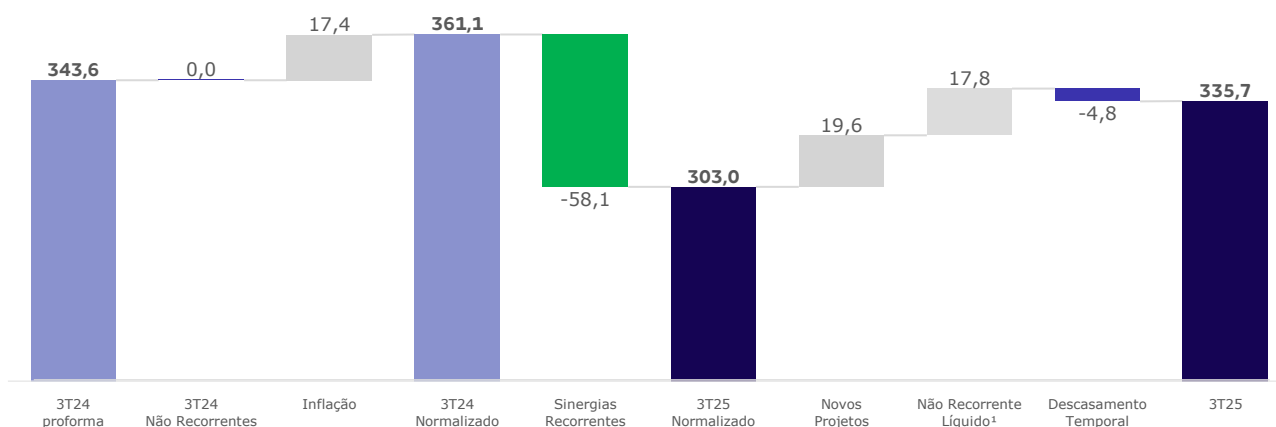
- a) **Receita Líquida:** crescimento de 12,8% na comparação entre trimestres, devido principalmente à entrada em operação faseada em 2024 do complexo solar Jaíba e dos complexos eólico Cajuína, a melhora de preços associada à entrada de contratos de autoprodução e a correção monetária dos contratos regulados, bem como outros efeitos mencionados nas análises do desempenho financeiro das respectivas unidades de negócios.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 27,6% no 3T25, reflexo principalmente do maior volume de compra de energia e do aumento do PLD médio no período contra o mesmo período do ano anterior nos segmentos de geração e de comercialização, mencionados nas respectivas análises neste documento.
- c) **Modulação:** ganhos de modulação de R\$ 65,6 milhões no trimestre em função do perfil de geração do portfólio diversificado e das variações do preço de curto prazo (PLD).
- d) **Encargos Setoriais:** aumento de 2,4% no 3T25, resultado da inflação e redução de tarifas, conforme descrito na seção "Desempenho Financeiro do Segmento de Geração".

## Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis e excluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentou uma redução de R\$ 58,1 milhões (16,0%) quando comparado ao 3T24, 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 em 2024 de Sol de Jaíba (R\$ 5,0 milhões) e às despesas associadas à Esfera e Way 2 (R\$ 15,6 milhões) que passaram a ser consolidadas a partir de setembro de 2024 e julho de 2025, respectivamente. Quanto aos itens não recorrentes, destacam-se despesas associadas a integração da AES Brasil (R\$ 17,8 milhões).

### | Gráfico 19 | PMSO Trimestre (R\$ milhões)<sup>1</sup>



O PMSO totalizou R\$ 335,7 milhões no 3T25 vs. R\$ 343,6 milhões no 3T24, uma redução nominal de 2,3%. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 118,8 milhões no 3T25, uma redução nominal de 8,8% quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 130,3 milhões), tendo em vista as sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil.

<sup>1</sup> 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\$ 157,2 milhões no 3T25, uma redução nominal de R\$ 12,4 milhões (7,3%) vs. 3T24 (R\$ 169,6 milhões), principalmente em decorrência de 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.
- c) Outros (O):** R\$ 59,6 milhões no 3T25, um aumento de 36,6% se comparado ao 3T24 (R\$ 43,7 milhões). O incremento se deve principalmente à mudança da metodologia de contabilização das despesas de arrendamento que, a partir do 4T24, passaram a ser reconhecidas como despesas operacionais. Ainda tivemos o impacto positivo da renegociação de apólices de seguros (R\$ 5,0 milhões).
- d) Descasamento Temporal:** redução de R\$ 4,8 milhões no 3T25, principalmente como resultado da postergação de despesas para o quarto trimestre de 2025.

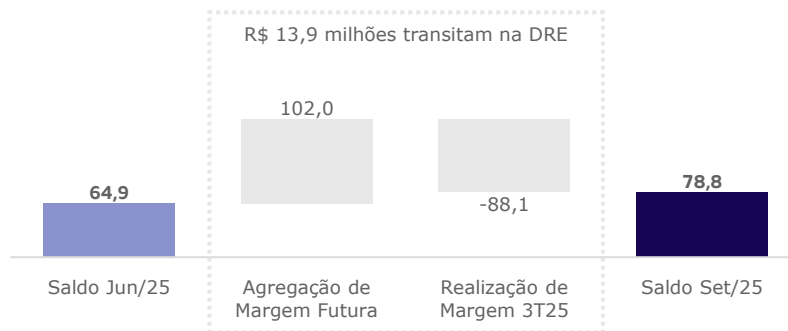
Analisando a captura de sinergias de PMSO desde a conclusão da aquisição da AES Brasil em 31 de outubro de 2024, já reduzimos de forma acumulada R\$ 212,0 milhões/ano. Estamos confiantes que a redução no próximo trimestre deva ser similar aos níveis observados, levando a uma economia anual de R\$ 250,0 milhões conforme divulgado anteriormente.

### Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 6,3 milhões no 3T25 ante uma receita de R\$ 246,8 milhão no 3T24. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia (-R\$ 175,4 milhões) e pelo impacto da reversão de provisão de litígios de (-R\$ 73,0 milhões) no 3T24.

No Gráfico 20, é demonstrada a variação, ao longo do 3T25, 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\$ 88,1 milhões. Analogamente ao descrito nos releases do 1T25 e 2T25, a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano conforme apresentada no Balanço Energético do Segmento de Comercialização.

### | 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\$ 772,7 milhões no 3T25, uma redução de 10,4%, ou R\$ 89,4 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada principalmente pelos efeitos negativos do *curtailment* e do GSF no trimestre, parcialmente compensados pelo *ramp-up* dos ativos que entraram em operação em 2024 e pelas sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil. Nesse trimestre, o *curtailment* teve um impacto de R\$ 196 milhões vs. R\$ 114 milhões no 3T24.

Em relação ao 2T25, o EBITDA ajustado caiu 21,2%, explicado principalmente por um impacto mais negativo de *curtailment* (R\$ 196 milhões no 3T25 frente a R\$ 96 milhões no 2T25) e de GSF, dada sazonalidade da geração hidrelétrica e preço *spot* mais elevado.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 3T25 foram de R\$ 98,9 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, detalhada na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Desempenho por Unidade de Negócio](#).

## Resultado Financeiro

| Tabela 15 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
Receitas Financeiras	237,3	216,4	9,6%	719,2	640,8	12,2%
Despesas Financeiras <sup>1</sup>	(862,6)	(560,6)	53,9%	(2.721,1)	(1.732,0)	57,1%
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(625,3)</b>	<b>(344,2)</b>	<b>81,7%</b>	<b>(2.001,9)</b>	<b>(1.091,2)</b>	<b>83,5%</b>

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 625,3 milhões no 3T25 comparado a R\$ 344,2 milhões com o mesmo período de 2024:

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo impacto da variação do CDI médio no período (14,9% a.a. no 3T25 ante 10,4% a.a. no 3T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 862,6 milhões no 3T25, comparada a despesa de R\$ 560,6 milhões no 3T24. O crescimento de R\$ 302,0 milhões decorre, principalmente, de:
  - a. **Custos de Captação:** os custos de captação de dívida apresentaram um aumento de R\$ 128,1 milhões, impulsionado principalmente pelo acréscimo de R\$ 103,2 milhões relacionados às 2ª e 3ª Emissões de Debêntures da Auren Participações. Esses valores foram reconhecidos diretamente no resultado financeiro, conforme as normas contábeis aplicáveis, uma vez que as debêntures foram classificadas como instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado. Dada essa classificação contábil, os custos de transação não são diferidos, mas sim contabilizados imediatamente como despesa.
  - b. **Encargos e Atualizações Monetárias:** variação de R\$ 159,2 milhões é explicada por um crescimento de R\$ 150,8 milhões de despesas com juros e valor justo sobre empréstimos, além de um aumento de R\$ 8,5 milhões no montante relativo à atualização monetária entre os trimestres, principalmente em função da maior base de endividamento entre os períodos – R\$ 24,8 bilhões no 3T25 e R\$ 20,7 bilhões no 3T24. Além disso, tivemos o impacto da variação do CDI médio no período.
  - c. **Juros Capitalizados:** dada a conclusão da construção dos projetos eólicos e solares que entraram em operação ao longo de 2024, os juros, que durante a construção são capitalizados, permanecem registrados na despesa financeira. Quando comparado o volume de despesa de juros capitalizado no 3T25 com o volume do 3T24, há uma redução de R\$ 25,9 milhões entre os períodos.

## Resultado Líquido

| Tabela 16 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
<b>EBITDA</b>	<b>664,3</b>	<b>1.009,1</b>	<b>-34,2%</b>	<b>2.558,8</b>	<b>2.713,2</b>	<b>-5,7%</b>
Depreciação e Amortização	(465,6)	(385,7)	20,7%	(1.445,5)	(1.114,7)	29,7%
Equivalência Patrimonial	58,2	57,5	1,2%	145,1	168,7	-14,0%
Resultado Financeiro Líquido	(625,3)	(344,2)	81,7%	(2.001,9)	(1.091,2)	83,5%
Impostos (IR/CSLL)	(35,4)	(139,5)	-74,6%	(169,1)	(345,2)	-51,0%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(403,7)</b>	<b>197,2</b>	<b>n.a.</b>	<b>(912,6)</b>	<b>330,9</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 prejuízo de R\$ 403,8 milhões no 3T25 ante um lucro de R\$ 197,2 milhões no 3T24.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

<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.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 664,3 milhões no 3T25 ante R\$ 1.009,1 milhões no 3T24, um decréscimo de 34,2%, conforme explicado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 465,6 milhões no 3T25 ante R\$ 385,7 milhões no 3T24, um crescimento de 20,6%, reflexo principalmente da amortização da mais-valia originada nas aquisições da AES Brasil e da Esfera (R\$ 50,6 milhões) e do aumento da depreciação em função início da operação faseada do complexo eólico de Cajuína e do complexo solar de Jaíba ao longo de 2024 (R\$ 13,4 milhões).
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 35,4 milhões no 3T25, ante R\$ 139,5 milhões de despesa no 3T24, gerado substancialmente pelo prejuízo fiscal apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo, decorrente do maior custo financeiro no período.
- d) **Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi positiva em R\$ 58,2 milhões no 3T25, em linha com os valores apurados no 3T24 (R\$ 57,5 milhões).

### Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 17 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 17 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.636,1</b>	<b>2.646,3</b>	<b>-</b>	<b>(745,0)</b>	<b>3.537,4</b>
Custo com Compra de Energia	(475,3)	(2.632,8)	-	745,0	(2.363,1)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,1)	(0,0)	(2,5)	-	(180,6)
<b>Margem Líquida</b>	<b>982,6</b>	<b>13,6</b>	<b>(2,5)</b>	<b>0,0</b>	<b>993,6</b>
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	0,5%	n.a.	n.a.	28,1%
<b>Custos e Despesas (PMSO)</b>	<b>(251,9)</b>	<b>(37,3)</b>	<b>(46,5)</b>	<b>-</b>	<b>(335,7)</b>
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(6,8)	103,3	0,5	(90,6)	6,3
<b>EBITDA</b>	<b>723,9</b>	<b>79,5</b>	<b>(48,5)</b>	<b>(90,6)</b>	<b>664,3</b>
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	(104,5)	-	90,6	(13,9)
Dividendos das Participações Minoritárias	98,9	-	-	-	98,9
Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	7,2	-	5,7	-	13,0
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	7,1	-	0,2	-	7,3
Baixa de Imobilizado (ORO)	3,1	-	-	-	3,1
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>840,3</b>	<b>(24,9)</b>	<b>(42,6)</b>	<b>-</b>	<b>772,7</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,4%	-0,9%	n.a.	n.a.	21,8%
Depreciação e Amortização	(456,1)	(2,8)	(6,7)	-	(465,6)
Equivalência Patrimonial	49,1	9,1	-	-	58,2
Resultado Financeiro Líquido	(313,7)	19,1	(330,6)	-	(625,3)
<b>LAIR</b>	<b>3,2</b>	<b>104,9</b>	<b>(385,8)</b>	<b>(90,6)</b>	<b>(368,3)</b>
Impostos (IR/CSLL)	(45,3)	(29,8)	8,9	30,8	(35,4)
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(42,1)</b>	<b>75,1</b>	<b>(376,9)</b>	<b>(59,8)</b>	<b>(403,7)</b>

## Endividamento

Considerando o fechamento de 30 de setembro de 2025, a dívida bruta totalizou R\$ 24,8 bilhões, representando um aumento de R\$ 325,4 milhões em comparação ao fechamento de junho de 2025. O prazo médio da dívida se manteve estável em 7,0 anos a Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses atingiu 4,9x em linha com o patamar de 4,8x observado no 2T25.

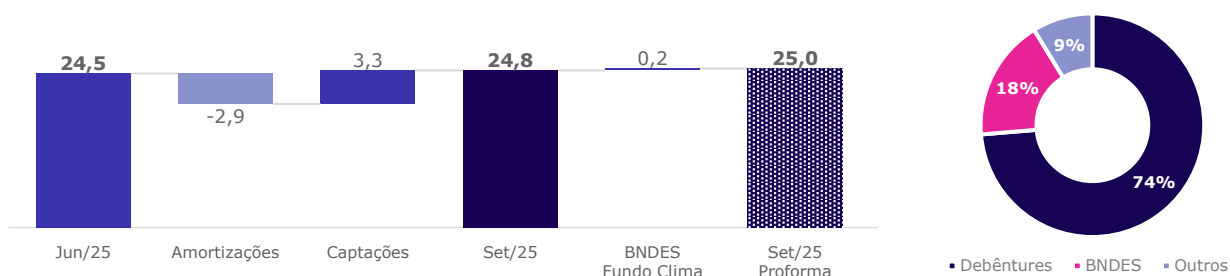
Desde a conclusão da aquisição da AES Brasil no 4T24, e como resultado da estratégia de *liability management* executada pela Companhia, tivemos o aumento do prazo médio em 1,1 ano (vs. 5,9 anos em dezembro de 2024). A alavancagem, por sua vez, foi reduzida em 0,8x (vs. 5,7x em dezembro de 2024), principalmente em decorrência do aumento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

Ao longo do trimestre, foram realizadas duas emissões de debêntures, totalizando R\$ 3,3 bilhões, cujos recursos foram destinados à liquidação integral de financiamentos de custo mais elevado e à implantação de Cajuína 3, conforme detalhado abaixo:

- Captação de R\$ 1,15 bilhão na 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações, com prazo de 12 anos e *rating* AAA pela Fitch – a Companhia realizou um *swap* do custo financeiro de IPCA+6,92% a.a. para CDI-0,90% a.a.;
- Captação de R\$ 2,1 bilhões na 14ª Emissão de Debêntures da CESP, com prazo de 7 anos, *rating* AAA pela Fitch e custo de CDI+0,62%;
- Pré-pagamento integral do *acquisition finance*, no valor de R\$ 2,2 bilhões; e
- Pré-pagamento integral da 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, no valor R\$ 750 milhões.

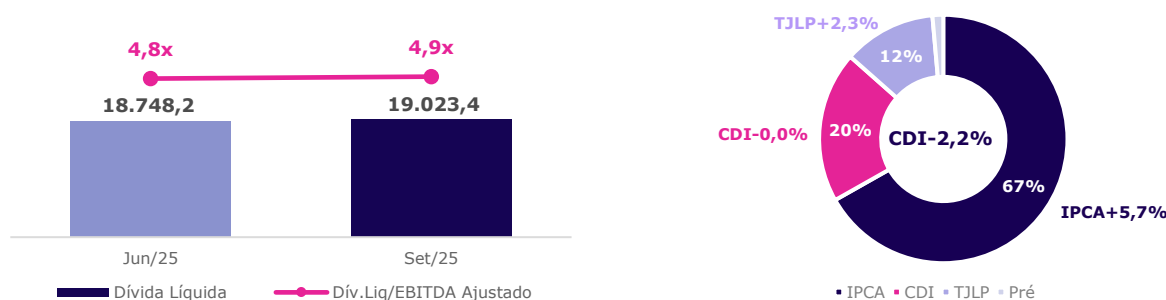
Ainda durante o 3T25, a Companhia celebrou um contrato de financiamento de R\$ 200,0 milhões com o BNDES, referente ao Fundo Clima, cujo desembolso não havia sido efetivado até o encerramento de setembro. Considerando o fechamento de 30 de setembro de 2025 ajustado pela captação de R\$ 200,0 milhões via Fundo Clima ("proforma"), a dívida bruta totalizaria R\$ 25,0 bilhões.

### | Gráfico 21 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma<sup>1</sup>



Aproximadamente 67% da dívida líquida proforma está atrelada ao IPCA, o mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Auren. Esta estratégia oferece proteção contra oscilações futuras, enquanto apenas uma parcela de 20% é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida líquida proforma da Companhia foi reduzido para CDI-2,2% ao ano.

### | Gráfico 22 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida Proforma<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Proforma considera visão de 30 de setembro de 2025, ajustado pela captação de R\$ 200,0 milhões via Fundo Clima (BNDES).

## | Gráfico 23 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma<sup>1</sup> (R\$ milhões)



### Endividamento – Visão Contábil

A dívida bruta da Auren em 30 de setembro de 2025 (R\$ 24,8 bilhões) foi 19,9% superior em relação ao mesmo período de 2024 e praticamente em linha com o registrado ao final de junho de 2025 (+1,3%). A liquidez consolidada da Companhia somava R\$ 6,1 bilhões no encerramento do período, R\$ 151,5 milhões superior ao registrado no encerramento do trimestre anterior e R\$ 2,2 bilhões inferior ao final de setembro de 2024 – antes da conclusão da aquisição da AES Brasil.

### | Tabela 18 | Endividamento – Visão Contábil

R\$ milhões	Set/25	Set/24	Var.	Jun/25	Var.
<b>Dívida Bruta</b>	<b>24.828,9</b>	<b>20.700,6</b>	<b>19,9%</b>	<b>24.503,5</b>	<b>1,3%</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos <sup>1</sup>	90,7	12,2	641,8%	(11,8)	n.a.
Arrendamentos	166,0	303,7	-45,3%	167,3	-0,8%
<b>Dívida Bruta Ajustada<sup>2</sup></b>	<b>25.085,6</b>	<b>21.016,6</b>	<b>19,4%</b>	<b>24.659,0</b>	<b>1,7%</b>
Liquidez <sup>3</sup>	6.062,2	8.242,0	-26,4%	5.910,8	2,6%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>19.023,4</b>	<b>12.774,6</b>	<b>48,9%</b>	<b>18.748,2</b>	<b>1,5%</b>
EBITDA Ajustado	3.848,4	3.439,2	11,9%	3.937,9	-2,3%
<b>Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>	<b>4,9x</b>	<b>3,7x</b>	<b>1,2x</b>	<b>4,8x</b>	<b>0,1x</b>

Para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia, incluindo as características individuais de cada emissão, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

### Covenants Financeiros – Auren Operações

Em setembro de 2025, o montante de R\$ 4,3 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentava *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 2,35x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,31x, atendendo à obrigação contratual.

### Ratings

Em agosto de 2025, a Fitch avaliou a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações e 14ª Emissão de Debêntures da CESP, ambas com *rating*, em escala local, de AAA e perspectiva estável. Além disso, a S&P manteve sem alteração o *rating* corporativo da CESP no grau máximo (AAA) e perspectiva estável. Mesmo em um cenário de alavancagem mais elevada, a manutenção dos *ratings* das emissões da Auren no grau máximo (AAA) pela Fitch refletem os efeitos positivos da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Auren.

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

<sup>1</sup> Considera o principal da Nota Explicativa 13 de Empréstimos, financiamentos e debêntures, incluindo os efeitos das operações de derivativos no montante de R\$ 48,2 milhões e a emissão do Fundo Clima no montante de R\$ 200,0 milhões.

<sup>2</sup> Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

<sup>3</sup> Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

## Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 19 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T25	3T24 proforma	Var.	9M25	9M24 proforma	Var.
EBITDA Ajustado	772,7	862,1	-10,4%	2.958,6	2.420,0	22,3%
Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	(13,0)	(8,8)	47,6%	(29,5)	(13,3)	121,9%
IR/CS Caixa	(42,7)	(76,9)	-44,5%	(204,7)	(214,7)	-4,7%
Capital de Giro e Outros	161,5	7,3	n.a.	387,5	304,2	27,4%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(77,2)	(97,8)	-21,1%	(186,0)	(247,7)	-24,9%
<b>Fluxo de Caixa Operacional (FCO)</b>	<b>801,3</b>	<b>686,0</b>	<b>16,8%</b>	<b>2.926,0</b>	<b>2.248,5</b>	<b>30,1%</b>
Serviço da Dívida	(474,3)	(266,2)	78,2%	(1.635,8)	(926,2)	76,6%
<b>FCO após Serviço da Dívida</b>	<b>327,0</b>	<b>419,8</b>	<b>-22,1%</b>	<b>1.290,2</b>	<b>1.322,4</b>	<b>-2,4%</b>
Índice de Conversão de Caixa	42,3%	48,7%	6,4 p.p.	43,6%	54,6%	11,0 p.p.
CAPEX Projetos	(95,8)	(87,9)	9,0%	(317,7)	(520,9)	-39,0%
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(0,6)	(7,2)	-91,4%	(50,5)	(45,4)	11,3%
Captações	3.202,4	321,5	n.a.	5.146,5	4.196,5	22,6%
Amortizações	(3.124,2)	(260,6)	n.a.	(7.921,0)	(2.120,4)	273,6%
Resgate (Aplicação) de Aplicações Financeiras	(570,6)	-	n.a.	(593,7)	-	n.a.
Aumento de Capital em Investidas	-	(2,1)	-100,0%	(10,7)	(11,3)	-5,8%
Dividendos	(86,1)	(0,0)	n.a.	(247,1)	(492,0)	-49,8%
Aquisição de Investimento	(80,3)	(159,2)	-49,6%	(80,3)	(223,2)	-64,0%
Recebimento Alienação de Investidas	-	-	n.a.	63,5	31,5	101,4%
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>(428,0)</b>	<b>224,3</b>	<b>-290,9%</b>	<b>(2.721,2)</b>	<b>2.137,2</b>	<b>-227,3%</b>
Saldo de Caixa Inicial	4.907,4	7.166,3	-31,5%	7.200,5	5.253,3	37,1%
<b>Saldo de Caixa Final</b>	<b>4.479,4</b>	<b>7.390,5</b>	<b>-39,4%</b>	<b>4.479,4</b>	<b>7.390,5</b>	<b>-39,4%</b>
Fundo Liquidez – Conta Reserva	986,6	837,0	17,9%	986,6	837,0	17,9%
Aplicações Financeiras	596,3	14,4	n.a.	596,3	14,4	n.a.
<b>Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras</b>	<b>6.062,3</b>	<b>8.242,0</b>	<b>-26,4%</b>	<b>6.062,3</b>	<b>8.242,0</b>	<b>-26,4%</b>

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

- Capital de Giro:** o aumento do capital de giro neste trimestre, em comparação ao ano anterior, é explicado pela provisão mais elevada para ressarcimentos, totalizando R\$ 136 milhões, parcialmente compensada por um maior pagamento de ressarcimento, no montante de R\$ 109 milhões. Além desses fatores, no ano passado houve uma concentração maior de pagamentos no trimestre, relacionada a parques que estavam em construção.
- Serviço de Dívida:** R\$ 474,3 milhões no 3T25, a variação de R\$ 208,1 milhões comparado ao 3T24 é explicada, principalmente, pelo aumento da Dívida Líquida em R\$ 6,2 bilhões, ano contra ano, devido, principalmente, ao financiamento levantado para suportar a aquisição da AES Brasil.
- Captações e Amortizações:** saldo líquido entre captações e amortizações positivo em R\$ 78,2 milhões, como resultado, principalmente, das captações e pré-pagamentos descritos na seção “Endividamento”.
- Capex *Sustaining*:** a despesa de Capex relacionada à manutenção dos ativos no 3T25, de R\$ 77,2 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.
- Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 3T25, de R\$ 95,8 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Ao longo de 2025 já foram investidos R\$ 191,4 milhões em Cajuína 3, com a implantação atingindo um avanço físico de 39% no final de setembro.
- Dividendos:** o pagamento de dividendos registrado no 3T25 refere-se a dividendos pagos aos acionistas minoritários das subsidiárias da Companhia.

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

## Outras Informações Relevantes

### ANEEL aprova e publica o Despacho 3.076/2025, que reconhece os investimentos prudentes realizados pela CESP durante a operação das UHEs Jaguari, Paraibuna, Jupuí e Ilha Solteira

A CESP protocolou, em agosto de 2023, em conformidade com a Resolução Normativa 1.027/2022, os relatórios de avaliação dos investimentos realizados posteriormente a entrada em operação das concessões das UHEs Jupuí, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, ainda não depreciados no término dos respectivos prazos de concessão (denominados Investimentos Prudentes). Em outubro de 2025, a diretoria da ANEEL aprovou o reconhecimento de R\$ 498,8 milhões como Base de Remuneração Regulatória Líquida nas datas-base de cada concessão (Tabela 20). A decisão consta no Despacho nº 3.076/2025 publicado em 21 de outubro de 2025.

| Tabela 20 | Valor Reconhecido e Data Base por Usina Hidrelétrica

R\$ milhões	Valor Reconhecido (BRR)	Data Base
UHE Jupuí	230,8	Jul-2015
UHE Ilha Solteira	213,3	Jul-2015
UHE Jaguari	24,1	Mai-2020
UHE Paraibuna	30,6	Jun-2022
<b>Total</b>	<b>498,8</b>	

Concluída essa etapa regulatória, o processo segue para o Ministério de Minas e Energia, responsável por definir a fonte de recursos para o pagamento da indenização, o cronograma e o índice de atualização monetária dos valores. Estes pontos são objeto da Consulta Pública MME nº 190/2025, que busca estabelecer uma norma aplicável a todas as usinas hidrelétricas com direito à indenização. Embora encerrada, a CP 190 não teve seu resultado divulgado. Em sua minuta inicial, os valores seriam corrigidos pelo IPCA e remunerados pelo WACC de geração a partir do fim da concessão, com duas alternativas para viabilização do pagamento: (i) reconhecimento tarifário via Receita Anual de Geração (RAG) recebida por usinas hidrelétricas no regime de cotas, ou (ii) utilização de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR).

### Reorganização Societária<sup>1</sup>

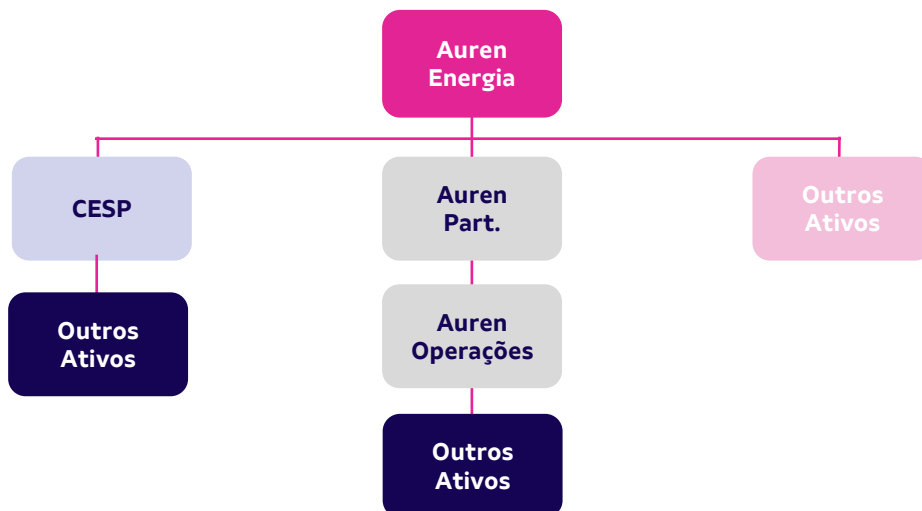
Conforme divulgado desde o anúncio da aquisição da AES Brasil, em 15 de maio de 2024, a combinação de negócios abre diferentes avenidas para sinergias, além de oportunidades relevantes de otimização corporativa. Neste contexto, após a conclusão da etapa de integração, a Auren iniciou a reavaliação de sua atual estrutura societária (Figura 4), com o objetivo de torná-la mais simples, eficiente e adequada à nova escala da Companhia.

A potencial reorganização, em estágio preliminar de implementação, está sujeita à conclusão das análises internas, à aprovação do Conselho de Administração e à obtenção de eventuais anuências necessárias de credores e órgãos reguladores competentes, podendo sofrer alterações ao longo deste processo. Como primeiro passo deste processo, a Auren iniciou conversas com credores para análise dos *waivers* aplicáveis.

A proposta em estudo envolve a incorporação da Auren Participações e da Auren Operações pela CESP (Figura 5), o que resultaria na concentração dos ativos hidrelétricos em um único veículo, na redução do número de companhias controladas de capital aberto e no aumento da eficiência na gestão de caixa e na alocação do passivo financeiro da Companhia. Essa simplificação societária busca promover uma estrutura mais otimizada e alinhada à estratégia de criação de valor de longo prazo.

<sup>1</sup> Estrutura preliminar indicativa, em fase de estudos, sujeita ao cumprimento de condições precedentes e à eventuais mudanças. Pendente *waiver* dos debenturistas e posterior aprovação do Conselho da Companhia.

| Figura 4 | Estrutura Atual Simplificada – Antes da Reorganização



| Figura 5 | Estrutura Final Simplificada – Após Conclusão da Reorganização

