



Apresentação de Resultados **4T25**

MARÇO DE 2026

Aviso Legal

Este material contém informações resumidas e que comportam um certo grau de risco e incerteza com relação às tendências de negócios, finanças, estratégias, economia, entre outras, e são baseadas em premissas, dados ou métodos que, embora considerados pela Companhia, poderão ser incorretos ou imprecisos, poderão não se materializar, ou estão fora do controle da Companhia. Em razão desses fatores, os resultados da Companhia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos neste material.

A Companhia não garante, sob qualquer forma ou em qualquer extensão, que as tendências divulgadas neste material se confirmarão. As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação aos atuais e potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos representantes, assessores da Companhia ou partes a eles relacionadas terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo deste material.

Tendo em vista a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 4T25 e 2025 da Companhia, os números relativos às informações financeiras e operacionais de dezembro de 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES e da Companhia desde 01 de janeiro de 2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

Agenda

1. Destaques 4T25

2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

...: Destaques 4T25

Auren encerra o ano de 2025 **com EBITDA Ajustado recorde de R\$ 4,0 bilhões**

Captura de Sinergias

A **captura de sinergias** recorrentes em PMSO totalizou **R\$ 279 milhões** desde a aquisição da AES Brasil, **superando os R\$ 250 milhões indicados** anteriormente, **e mais que dobrando** o valor de **R\$ 120 milhões** inicialmente anunciado no momento da transação.

- ✓ Integração concluída em 10 meses
- ✓ Sinergias acima do esperado

Desempenho Operacional dos Ativos da Companhia

Alcançamos o patamar de 95% de disponibilidade média para os ativos eólicos incorporados um ano antes do planejado. A **geração eólica potencial, desconsiderando o curtailment, superou a certificação P50 no trimestre e no ano**, reforçando que o impacto observado foi predominantemente sistêmico.

- ✓ Turnaround operacional validado
- ✓ Portfólio resiliente

Ganhos de Modulação Mitigaram Efeitos do *Curtailment*

O **curtailment** acima da expectativa impactou o **trimestre em R\$ 207 milhões**. Esse efeito foi mitigado em 34% por ganhos de modulação (R\$ 70 milhões), reduzindo o impacto líquido para R\$ 137 milhões. No ano, **ganhos de R\$ 196 milhões em modulação** reduziram o impacto líquido do *curtailment* para R\$ 334 milhões.

- ✓ Portfólio diversificado com ganhos de modulação
- ✓ Gestão ativa reduzindo impacto sistêmico

Imunização do Passivo Previdenciário

Aprovação da taxa atuarial de 6,28% para o plano de pensão da CESP e implementação da estratégia de imunização também na Auren Operações (Antiga AES). **Redução conjunta do déficit atuarial em R\$ 991 milhões e mitigação de aumento anual de contribuições de R\$ 54 milhões a partir de 2026.**

- ✓ Redução de risco estrutural

Bases Sólidas para Potencializar Resultados Futuros

Com **integração concluída, estrutura de capital fortalecida e portfólio validado operacionalmente**, a Companhia entra em 2026 com bases sólidas para (i) refinamento de processos (ii) conclusão da reestruturação societária e (iii) captura contínua de eficiência com o objetivo de capturar integralmente os benefícios da aquisição a partir de 2027

- ✓ Trajetória clara de desalavancagem
- ✓ Portfólio progressivamente descontratado a partir de 2028

Lei 15.269/2025 e Consulta Pública 210

Lei 15.269/2025 autorizando o **reembolso dos cortes de geração por risco à confiabilidade** do SIN, e início da **Consulta Pública nº 210** para **regulamentação do tema**. Com o encerramento do período de contribuições, aguardamos a **divulgação da versão final pelo MME**.

- ✓ Avanço relevante na redução de incerteza regulatória
- ✓ Maior previsibilidade para o setor

Agenda

1. Destaques 4T25

2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

5. Desempenho Financeiro

6. Estratégia Corporativa

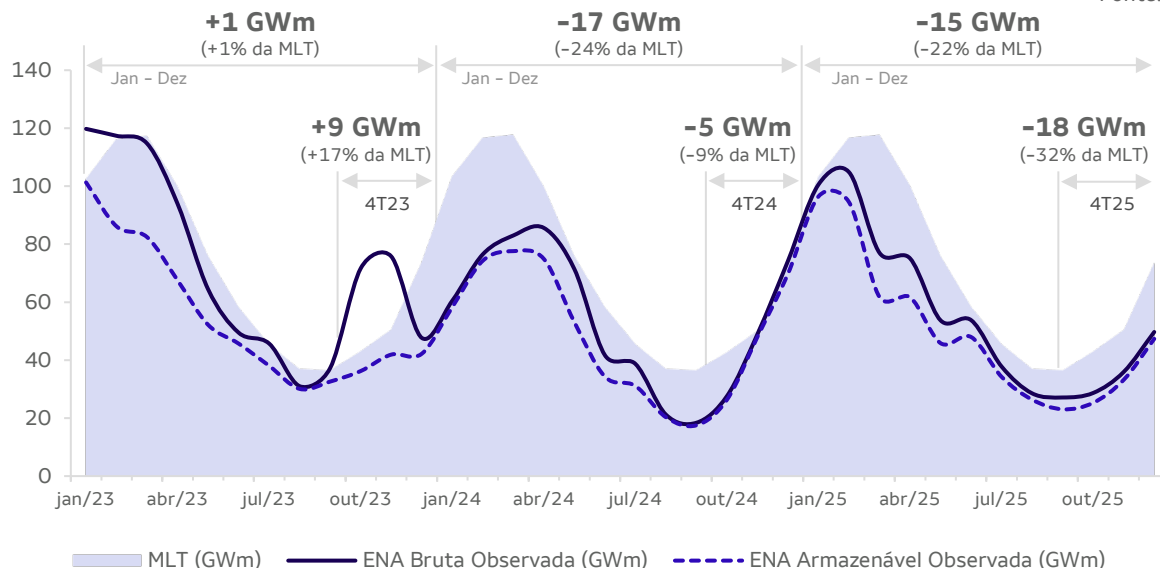
7. Considerações Finais

...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN

O 4T25 foi influenciado por um **cenário hidrológico adverso**

Energia Natural Afluente (ENA) (SIN, % MLT)

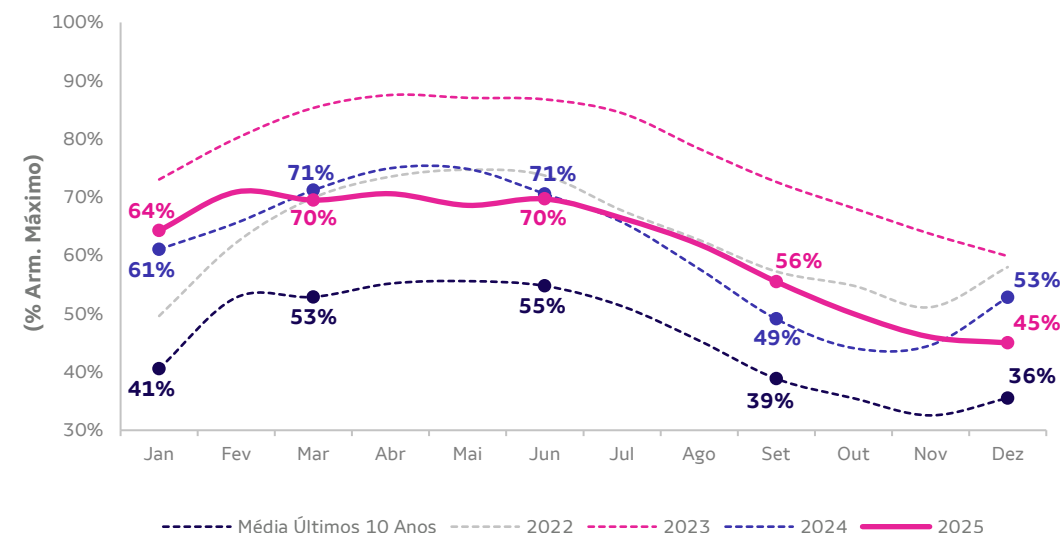
Fonte: ONS



- A **ENA Bruta** do SIN totalizou 68% da MLT no 4T25, o 3º pior desempenho da série histórica para o trimestre, caracterizando um início desfavorável do período úmido.

Nível do Reservatório Equivalente (SIN)

Fonte: ONS



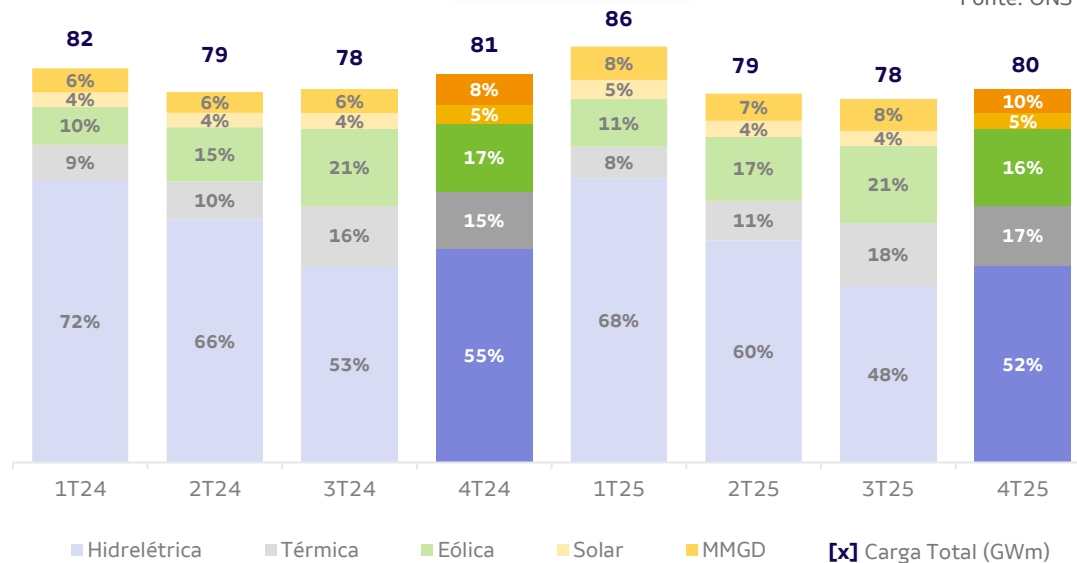
- A **piora na condição hidrológica** ao longo do 4T25 contribuiu para que a trajetória dos reservatórios registrasse uma **redução mais acentuada que o comportamento típico para a época** quando comparada à curva média dos últimos 10 anos.
- O **nível dos reservatórios** alcançou **45% da capacidade máxima** ao final de 2025, 9 p.p. acima da média dos últimos 10 anos, mas 8 p.p. abaixo do mesmo período de 2024.

...: Evolução da Matriz e Deslocamento Hidrelétrico

A adoção de novos parâmetros de aversão a risco e do modelo Newave híbrido levou o sistema a **operar com custos marginais de operação mais altos**, aumentando o despacho termelétrico para manter o nível dos reservatórios mais elevados

Atendimento à Carga por Fonte (SIN, GWm)

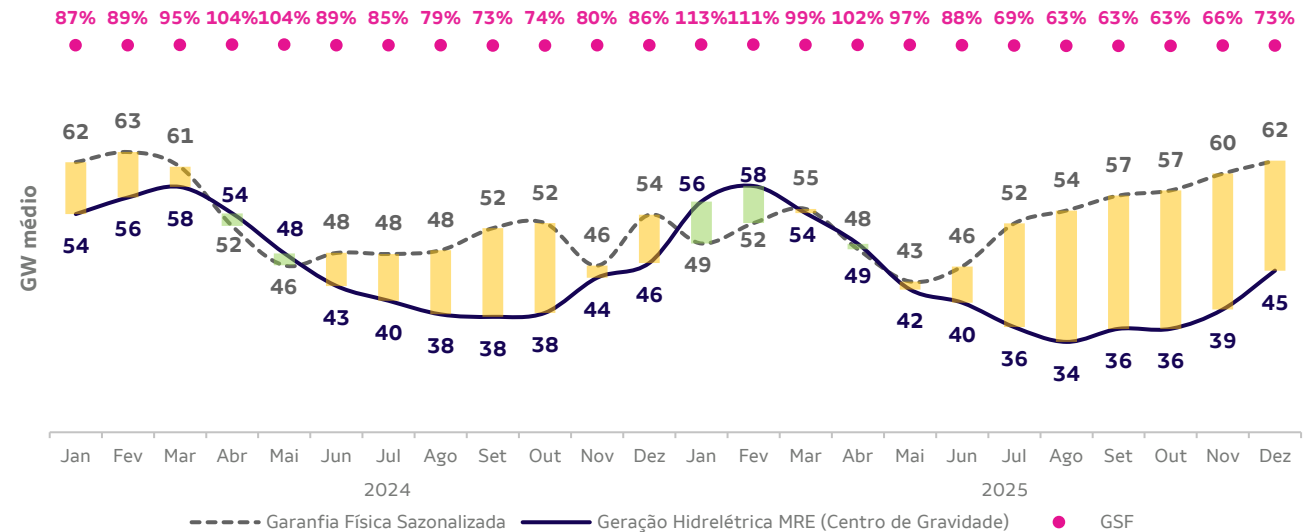
Fonte: ONS



- A participação hidrelétrica no atendimento à carga recuou 3 p.p., influenciada pelo **avanço da MMGD**, pela entrada em operação de **capacidade térmica inflexível** e pela adoção de **novos parâmetros de aversão a risco** e do modelo **Newave híbrido**.

Deslocamento Hidrelétrico (GWm, % GSF)

Fonte: CCEE



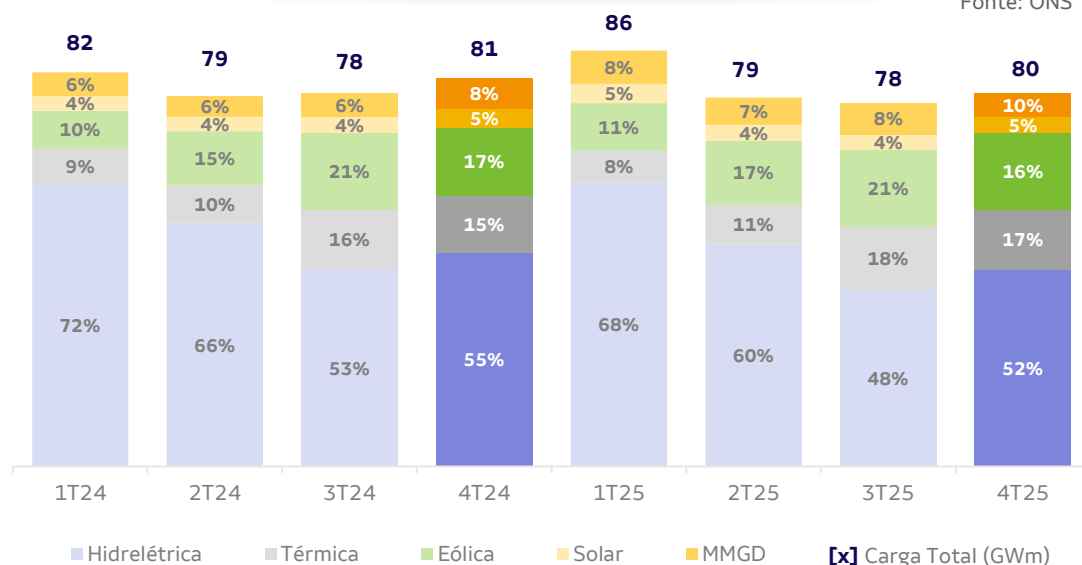
- O GSF foi de 67% no 4T25 vs. 80% no 4T24.
- A diferença de 13 p.p. é explicada principalmente pela **maior alocação de garantia física pelo MRE** (60 GWm vs. 54 GWm no 4T24), além da **menor carga**, do **avanço da MMGD** e do **início desfavorável do período úmido**, que resultaram em uma **geração hidrelétrica 6% inferior** à registrada no mesmo período de 2024.

...: PLD e Volatilidade

Em 2025, o sistema passou a operar com **custos marginais de operação mais elevados**, reflexo das mudanças no modelo de formação de preços

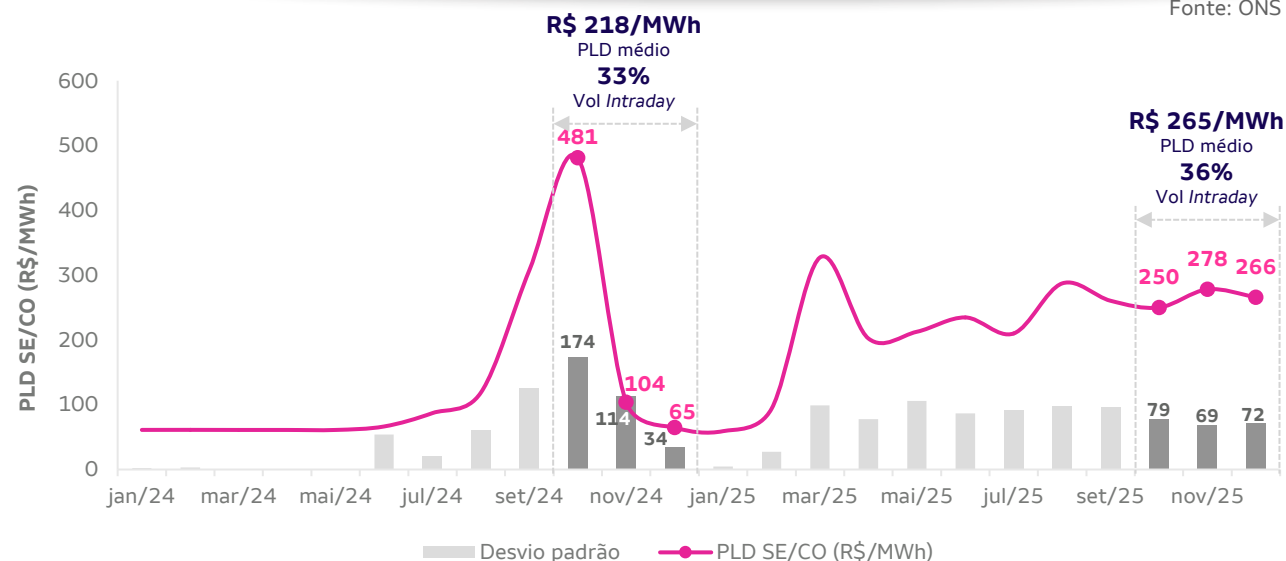
Atendimento à Carga por Fonte (SIN, GWm)

Fonte: ONS



Evolução do Preço de Curto Prazo (PLD SE/CO, R\$/MWh)

Fonte: ONS e CCEE



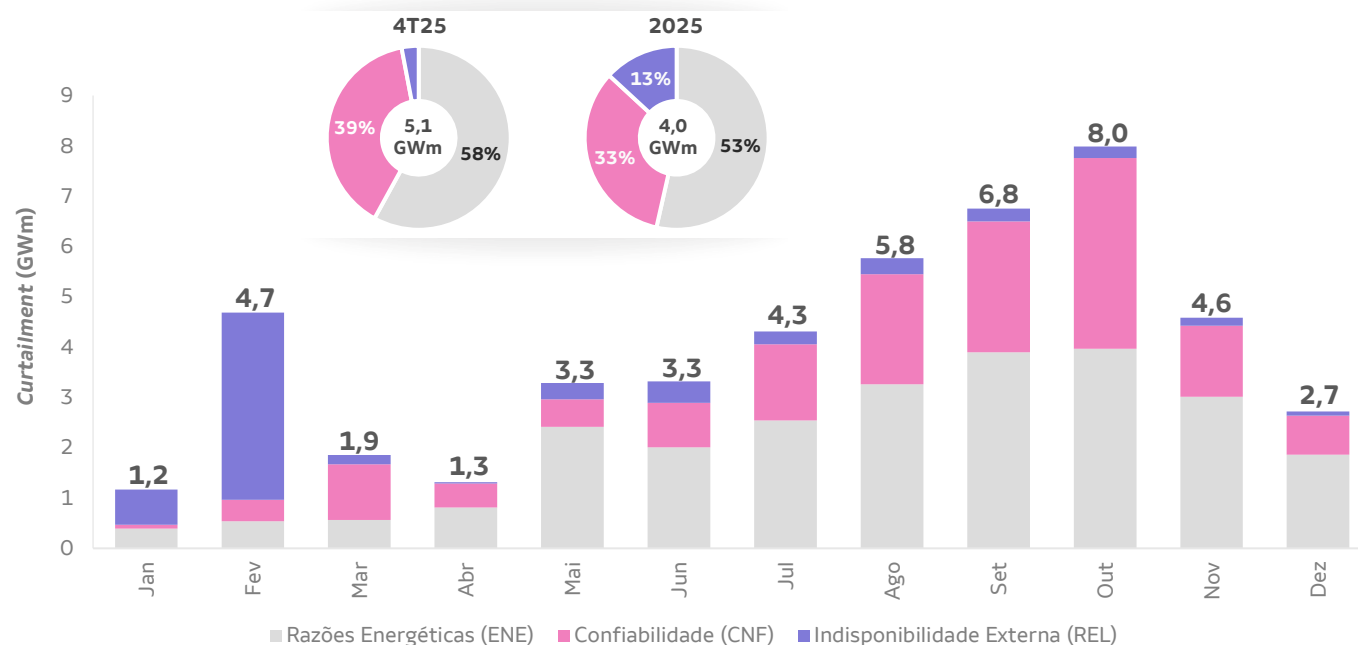
- O **PLD médio foi de R\$ 265/MWh no 4T25** para o submercado SE/CO, com volatilidade *intraday* de 36%. Esse valor foi ligeiramente acima do PLD médio registrado no 3T25, com volatilidade *intraday* similar (38%), e acima da média registrada no 4T24 (R\$ 218/MWh) com volatilidade *intraday* de 33%.
- A manutenção de **preços em patamares elevados** ao longo de 2025 **evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços**.
- Três fatores explicam a maior volatilidade no 4T25 vs. o 3T25: (i) a **expansão da MMGD**, que intensificou a redução de preços no período da tarde em comparação ao ano anterior; (ii) o **baixo patamar do PLD observado em dezembro de 2024**, resultado da melhor hidrologia naquele período; e (iii) **mudanças no modelo de formação de preço de energia**.

...: Curtailment

No 4T25, o **curtailment** sobre a geração total do SIN foi de **23%** para a fonte eólica e **22%** para a solar, segundo o ONS

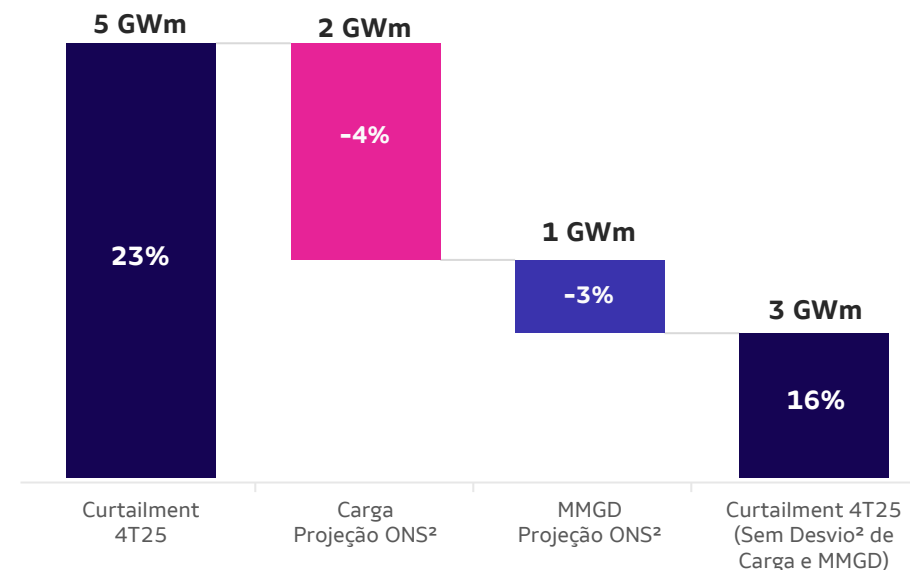
Curtailment 2025 (GWm, eólico e solar consolidado, SIN)

Fonte: ONS e CCEE



Curtailment - Sensibilidade¹ vs. Projeção² (GWm, SIN)

Fonte: ONS e CCEE



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

Agenda

1. Destaques 4T25
2. Mercado de Energia
- 3. Desempenho Operacional**
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

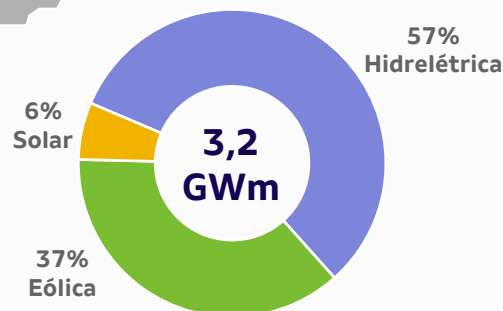


...: Desempenho Operacional Consolidado

A geração eólica potencial superou a certificação P50 no trimestre e no ano, reforçando a qualidade dos ativos e a assertividade das certificações atualizadas

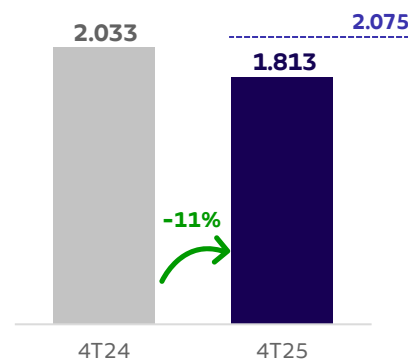
- Ativos Hidrelétricos Próprios
- Participação Minoritária (UHEs)
- Ativos Eólicos
- Ativos Solares

Geração 4T25 por Fonte



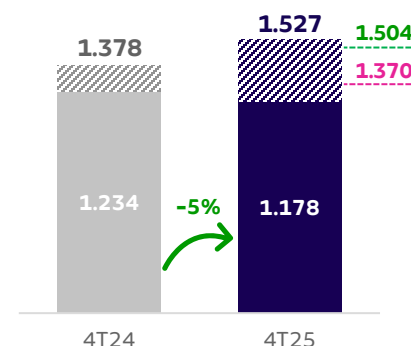
Hidrelétrica

Geração vs. Garantia Física



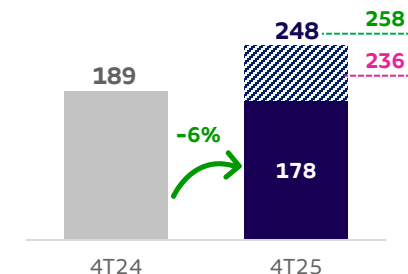
Eólica

Geração¹ vs. Certificação



Solar

Geração¹ vs. Certificação



..... GF P50 P90 ■ Geração¹ ▨ Geração Potencial²

- Redução de 11% no despacho vs. 4T24
- Disponibilidade³ de 95% vs. Referência ANEEL⁴ de 93%

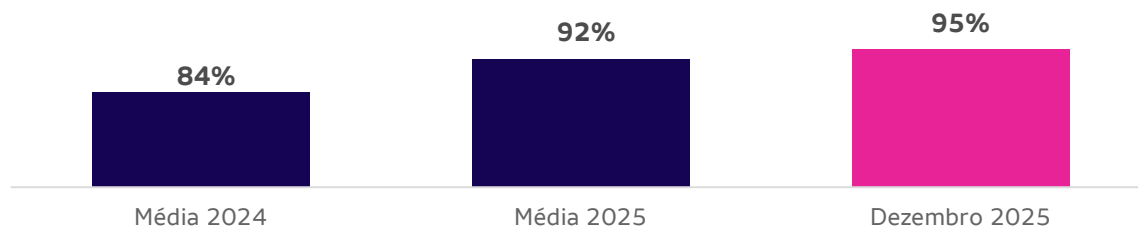
- Disponibilidade de 94% no 4T25 vs. 92% no 4T24
- Geração¹ de 86% do P90
- Geração potencial² de 102% do P50

- Disponibilidade de 99% no 4T25 vs. 98% no 4T24
- Geração¹ de 75% do P90
- Geração potencial² de 96% do P50

...: Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos

No mês de dezembro, alcançamos uma **disponibilidade média de 94,6%** nos ativos eólicos incorporados, **um ano antes do anunciado no momento da transação**, representando um **aumento de 11 p.p.** em relação à disponibilidade média de 2024

Evolução da Disponibilidade Média (ativos adquiridos)



Destaques de Recuperação



Tucano
80% → 88%
+8 p.p. vs. 4T24



Ventus
88% → 95%
+7 p.p. vs. 4T24



Caetés
93% → 97%
+5 p.p. vs. 4T24

Para **cada p.p.** de aumento na disponibilidade média consolidada, há um **incremento estimado em ~R\$ 20 milhões** de receita equivalente ao ano

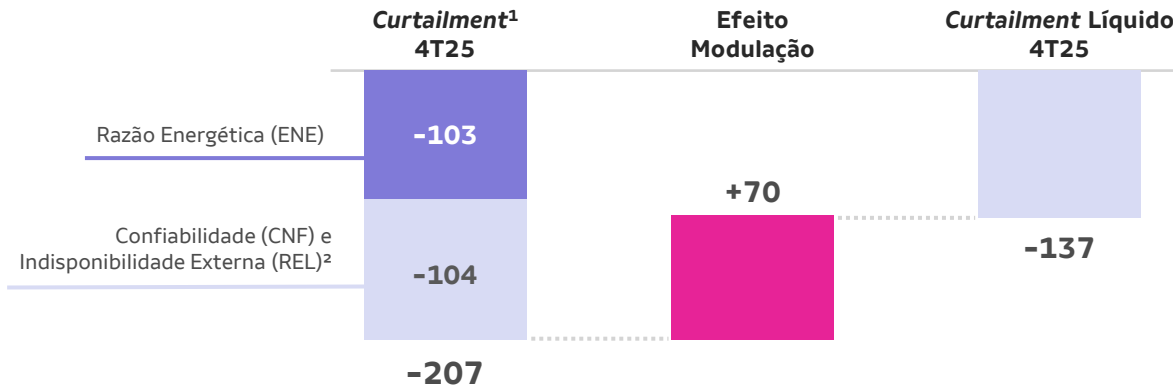


...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

Portfólio **diversificado**, com maior participação de hidrelétricas e eólicas, **possibilitou ganhos relevantes de modulação**, mitigando parte do impacto negativo do **curtailment**

Curtailment e Modulação

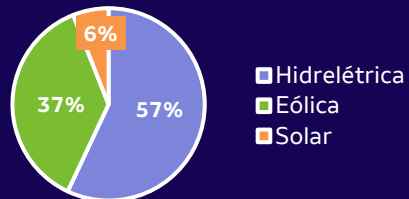
(R\$ milhões)



+R\$ 196 milhões em ganhos com modulação em 2025

1 – Líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) sujeita à ressarcimento; 2 – Correspondente ao curtailment REL abaixo da franquia.

Composição do Portfólio Auren (% da Garantia Física)

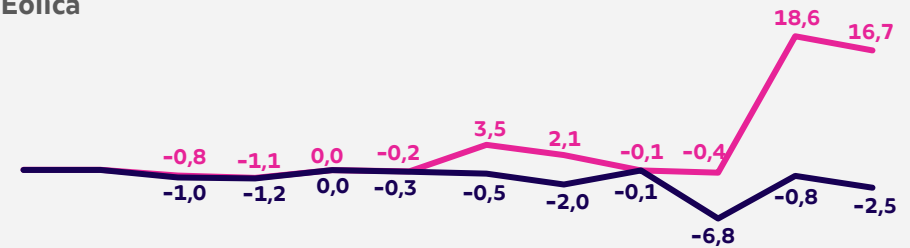


Hidrelétricas e eólicas tiveram ganhos relevantes de modulação no trimestre

Spread de Modulação por Fonte

(SIN, R\$/MWh)

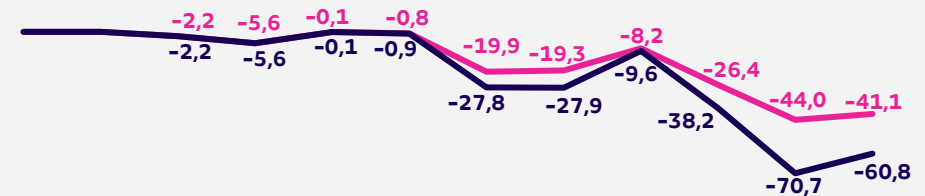
Eólica



Hidrelétrica



Solar



1T23 2T23 3T23 4T23 1T24 2T24 3T24 4T24 1T25 2T25 3T25 4T25

— Realizado — Cenário Ex-Curtailment

Agenda

1. Destaques 4T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
- 4. Desempenho Comercial**
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

...: Balanço de Energia da Geração – Gestão Integrada do Portfólio

Vendas

- 169 MWm de contratos de autoprodução
- 115 MWm de ACR no NE (Leilão de Energia Existente)

Compras

- 118 MWm de compra para 2026 no segmento Geração
- 42 MWm na Comercialização, reduzindo posição *short* em 2026

Nível de Contratação
do Portfólio Consolidado

98%

94%

91%

88%

75%

70%

Nível de contratação
do Portfólio de Geração

96%

89%

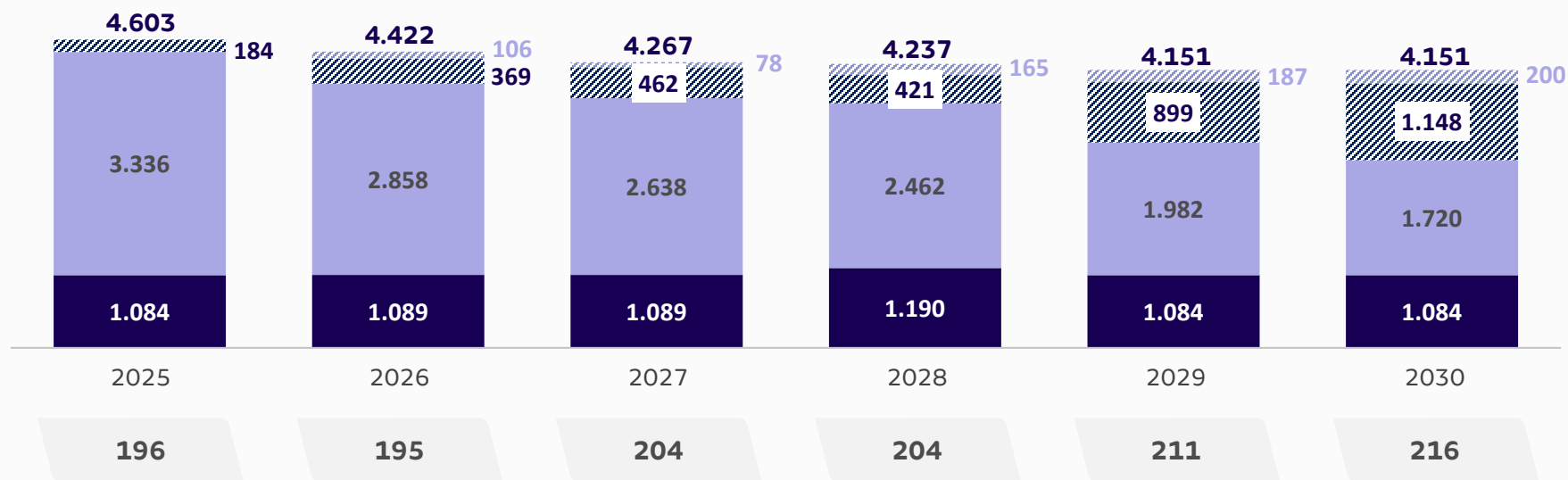
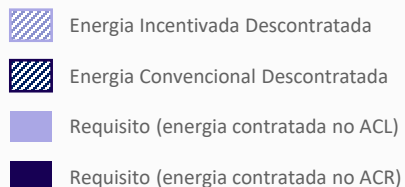
87%

86%

74%

68%

Balanço Energético de Geração¹ (MWm)



Maior volume descontratado a partir de 2029, posicionando a Auren para capturar o relevante aumento nos preços de energia de longo prazo

Agenda

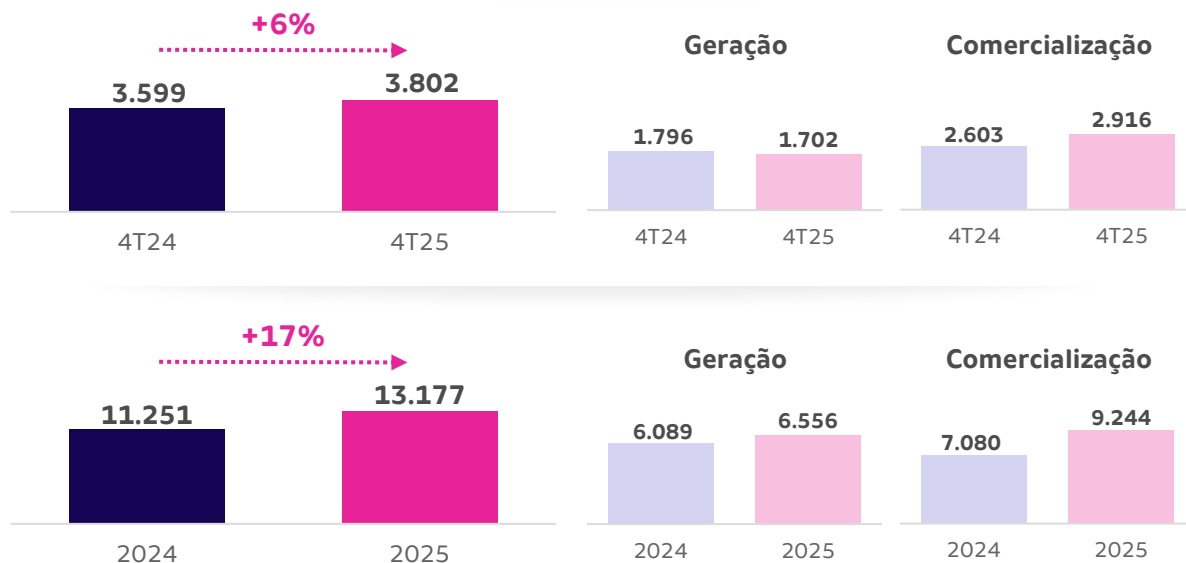
1. Destaques 4T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
- 5. Desempenho Financeiro**
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

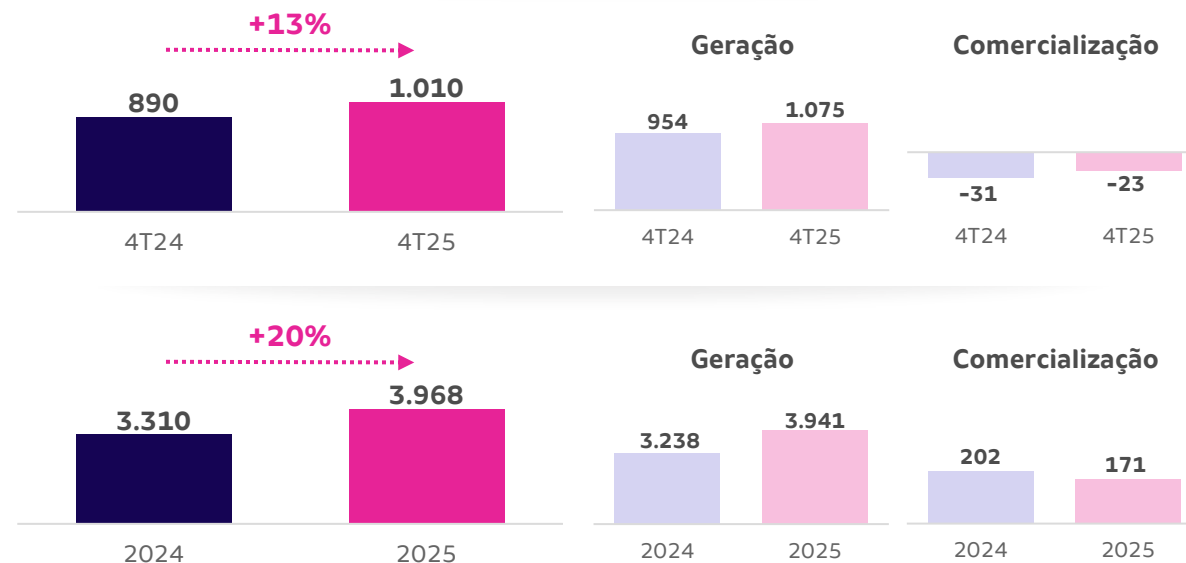
EBITDA Ajustado de R\$ 1 bilhão no 4T25, um aumento de 13% vs. o 4T24

Excluindo o efeito do reconhecimento da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP (R\$ 143 milhões), o EBITDA Ajustado seria 3% menor entre os períodos

Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



Geração: aumento do resultado como consequência **do ajuste de inflação** nos contratos de venda de energia, (ii) pela cessão de contrato de venda de longo prazo do segmento de comercialização para a geração, com um **impacto positivo** no segmento de **R\$ 42 milhões** no trimestre e **R\$ 101 milhões** no ano, e (iii) pelo **aumento dos ganhos líquidos com modulação** (+R\$ 24 milhões vs. 4T24) compensados parcialmente pelos efeitos negativos do **GSF e curtailment**.

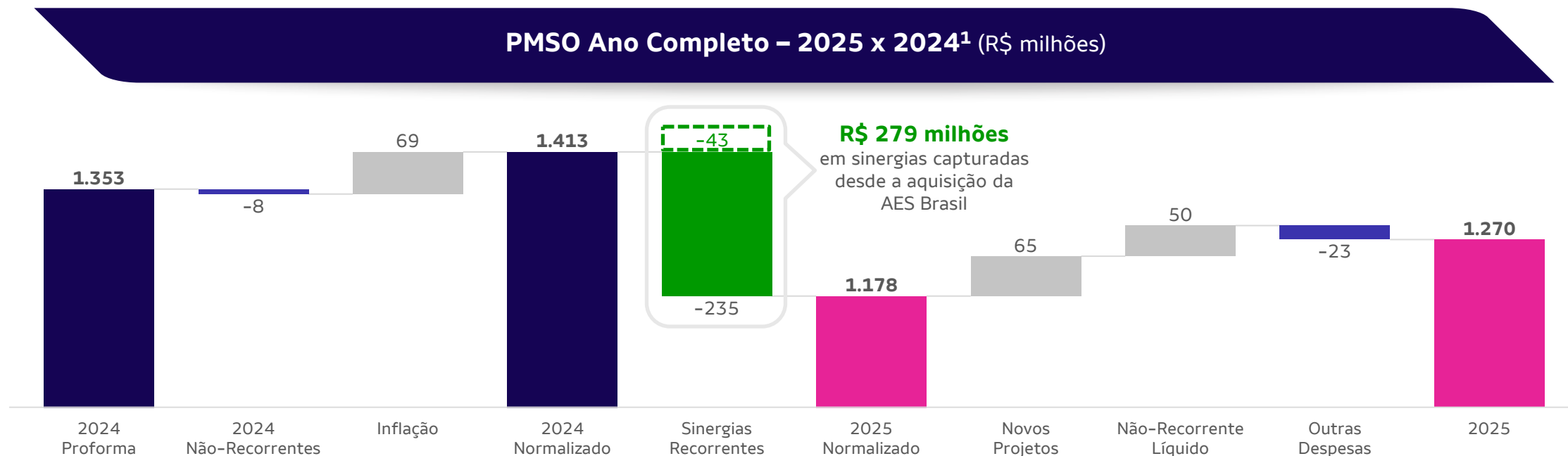
Comercialização: crescimento da receita compensado pela **sazonalidade do portfólio de comercialização** em 2025, com os **resultados concentrados no primeiro semestre**. Além disso, a **cessão do contrato** da comercialização para a geração registrou **impacto negativo para o segmento** – equivalente ao efeito positivo registrado na geração.

Dividendos das Participações Minoritárias nas Hidrelétricas: **R\$ 130 milhões** no 4T25 e **R\$ 364 milhões** em 2025, crescimento relevante comparado com 2024.

Redução do PMSO: **redução de R\$ 66 milhões**. A captura de sinergias recorrentes em PMSO totalizou **R\$ 279 milhões** desde a **aquisição da AES Brasil**, superando os **R\$ 250 milhões** indicados anteriormente, e **mais que dobrando o valor de R\$ 120 milhões** inicialmente anunciado no momento da transação.

...: Desempenho Financeiro – Sinergias de PMSO Acima do Esperado

R\$ 279 milhões em sinergias capturadas desde a aquisição da AES Brasil, superando os **R\$ 250 milhões** indicados anteriormente, e mais que **dobrando o valor de R\$ 120 milhões** inicialmente anunciado no momento da transação



Sinergias recorrentes: sinergia alcançada com o processo de integração entre Auren e AES Brasil, incluindo ações de otimização dos escopos, com captura de ganhos relevantes em tecnologia, renegociação de seguros, otimização de consultorias, treinamentos, recrutamento e seleção, além de renegociações de contratos e otimizações de O&M.

Novos Projetos: variação relacionada à entrada de Jaíba, Tucano e Cajuína em 2024, além das despesas de Esfera e Way2 – a última consolidada a partir de julho de 2025.

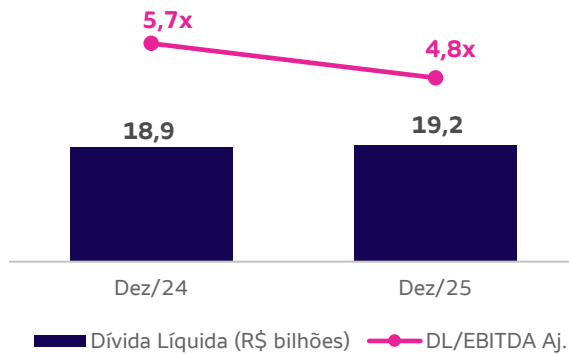
Não-Recorrente Líquido: gastos relacionados à integração, como consultorias, auditorias e honorários, além da desmobilização de pessoas e indenizações.

Em dezembro, a Auren iniciou a implementação do Orçamento Base Zero, voltado à busca por maior otimização nos custos e captura de eficiências adicionais ainda em 2026

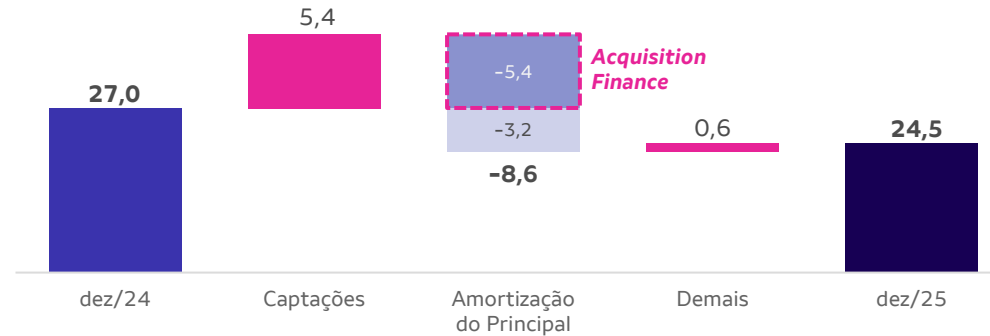
...: Desempenho Financeiro – Gestão Eficiente da Estrutura de Capital

Ao longo de 2025, a Auren **executou e concluiu com sucesso sua estratégia de *liability management***, sustentada por um compromisso contínuo com eficiência e pela rigorosa disciplina na alocação de capital

Evolução da Alavancagem

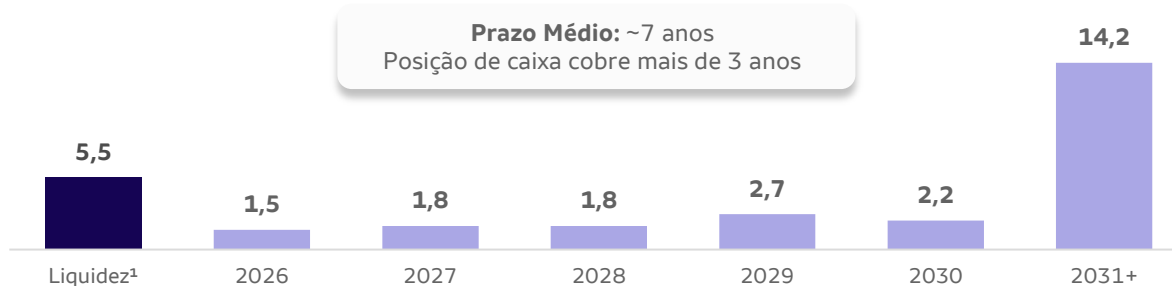


Movimentação da Dívida Bruta (R\$ bilhões)

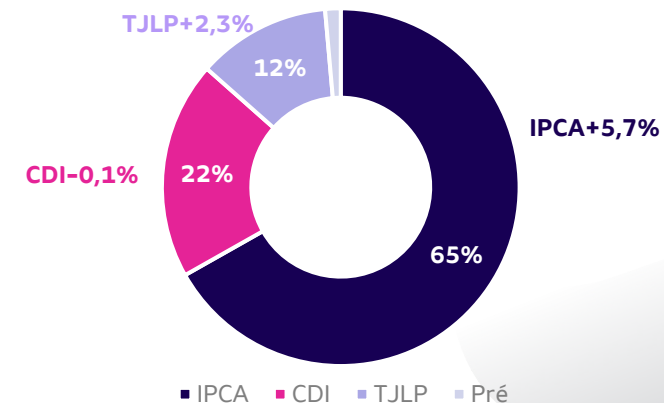


Custo da Dívida:
CDI-2,8%
 Redução de 210 bps no custo CDI vs. dez/24

Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ bilhões)



Perfil da Dívida Líquida



AAA

Auren Energia e Subsidiárias

FitchRatings

MOODY'S RATINGS

Agenda

1. Destaques 4T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
- 6. Estratégia Corporativa**
7. Considerações Finais

...: Estratégia Corporativa

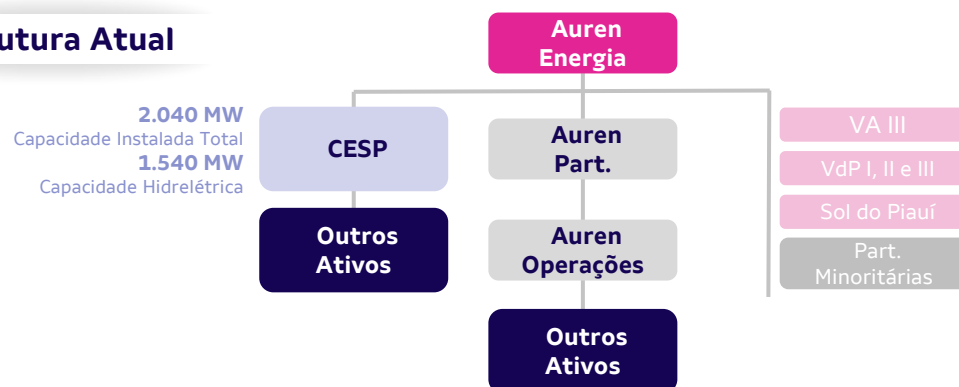
Como parte da **busca por criação de valor e melhoria contínua**, a Companhia explora também **outras avenidas para destravar sinergias adicionais**

Simplificação da Estrutura Societária

Estrutura societária mais **simples, eficiente** e alinhada à nova escala da Companhia:

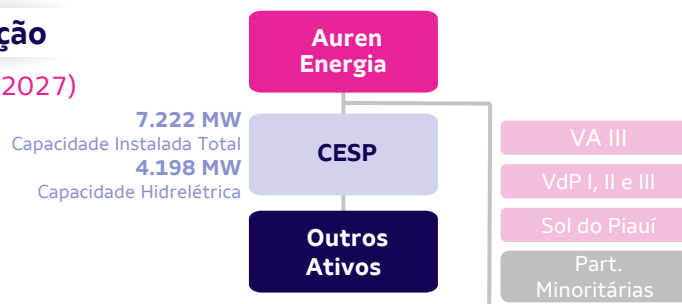
- Concentração dos **ativos hidrelétricos em um único veículo**;
- **Redução** do número de companhias listadas;
- **Maior eficiência** na gestão de caixa e na alocação de dívidas.

Estrutura Atual



Pós-Reestruturação

(estrutura estimada em 2027)



Orçamento Base Zero (OBZ)

Após captura de R\$ 279 milhões em sinergias desde a aquisição da AES Brasil, a Auren iniciou, em dezembro de 2025, a implementação do Orçamento Base Zero, buscando **maior otimização nos custos e captura de sinergias adicionais** ainda em 2026.

A Companhia busca crescimento de gastos recorrentes abaixo da inflação

Imunização do Passivo Previdenciário

Imunização do plano de aposentadoria VIVEST para a CESP e Auren Operações, aproveitando o cenário de juros altos para ajustar a estratégica de investimentos, adequando-a aos passivos do plano. Os principais benefícios da estratégia são:

- **Redução do déficit atuarial, evitando o aumento dos aportes** anuais em R\$ 47 milhões para a CESP e R\$ 7 milhões para a Auren Operações a partir de 2026;
- **Menor volatilidade** dos resultados, reduzindo impactos de oscilações de mercado;
- **Mitigação do risco**, com aplicação em títulos públicos de longo prazo, indexados a índices alinhados ao passivo do fundo;
- **Maior equilíbrio atuarial**, garantindo maior segurança e previsibilidade.

Agenda

1. Destaques 4T25
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
- 7. Considerações Finais**

...:: Principais *Takeaways*

Bem posicionada para capturar as oportunidades do mercado: o aumento do preço de energia deve ter efeito positivo nos resultados da Companhia, principalmente a partir de 2029, quando o portfólio consolidado da Auren está cerca de 30% descontratado. Apesar da alta recente, o preço de energia de longo prazo ainda é menor que o custo marginal de expansão.

Rápida desalavancagem a partir de 2027, atingindo o patamar de 3-3,5x nos próximos anos: a forte agregação de EBITDA do período possibilitou à Auren a redução de 0,9x da Dívida Líquida/EBITDA desde dezembro de 2024. A Companhia projeta forte desalavancagem a partir de 2027, com o pagamento da maior parte dos ressarcimentos de geração e com a entrada em operação de Cajuína 3 no final de 2026.

Regulatório: para 2026, a Companhia espera a definição dos termos de correção e forma de pagamento da indenização dos investimentos prudentes da CESP. Além disso, a Auren segue participando ativamente das discussões setoriais com impactos relevantes para a Companhia, como o *curtailment*.

Disciplina na alocação de capital: a Auren segue atenta a oportunidades de alocação de capital que gerem valor ao acionista – como o leilão de baterias, por exemplo.

Reorganização societária: a Companhia iniciou os atos preparatórios para potencial reorganização societária, 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.

Conclusão bem-sucedida da Integração com a AES Brasil: o foco nas prioridades estratégicas desde a aquisição da AES Brasil permitiu à Auren concluir a integração em tempo recorde e sem intercorrências, capturando ganhos de sinergia acima do esperado. Com essa etapa superada, a Companhia avança em uma agenda de otimização e melhoria contínua, reforçando seu compromisso com a agilidade e eficiência.



Relações com Investidores



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br



4Q25

Results Presentation

MARCH 2026

Disclaimer

This material contains summarized information and involves a certain degree of risk and uncertainty regarding business, financial, strategic, and economic trends, among others. It is based on assumptions, data, or methodologies that, although considered reasonable by the Company, may prove to be incorrect or inaccurate, may not materialize, or may be beyond the Company's control. As a result, the Company's actual results may differ significantly from those indicated or implied in this material.

The Company makes no representation or warranty, express or implied, as to the confirmation of the trends disclosed herein. The information and opinions contained in this material should not be construed as a recommendation to current or potential investors, and no investment decision should be based solely on the timeliness or completeness of this information or these opinions. None of the Company's representatives, advisors, or related parties shall be held liable for any losses that may arise from the use of or reliance on the content of this material.

Given the completion of the acquisition of AES Brasil Energia on October 31, 2024, and in order to assist the market in analyzing the results and facilitate the visualization and interpretation of the Company's 4Q25 and 2025 data, the figures related to the December 2024 financial and operational information are presented on an unaudited pro forma basis, considering the combined operations of AES and the Company since January 1, 2024, exclusively for comparative purposes. Accordingly, the financial results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., disclosed in the 1Q24 Financial Statements, were consolidated by summing the amounts of both companies and eliminating transactions between related parties. In addition, reclassifications were made among line items in the income statement (P&L) for comparability purposes and to enhance presentation.

Agenda

1. 4Q25 Highlights

2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

...: 4Q25 Highlights

Auren reports 2025 with a record **Adjusted EBITDA of R\$ 4.0 billion**

Synergy Capture

Auren has captured **R\$ 279 million in recurring PMSO synergies since the acquisition of AES Brasil, exceeding the previously indicated R\$ 250 million, and more than doubling the R\$ 120 million initially announced at the time of the transaction.**

- ✓ Integration completed in 10 months
- ✓ Synergies above expectations

Operating Performance of the Company's Assets

We achieved an average availability level of 95% for wind assets incorporated one year ahead of schedule. Potential wind energy production exceeded P50 certification both in the quarter and for the year, reinforcing that the observed impact was predominantly systemic.

- ✓ Operational turnaround validated
- ✓ Resilient portfolio

Modulation Gains Mitigated Curtailment Impacts

Curtailment above expectations impacted the quarter by R\$ 207 million. This effect was 34% mitigated by modulation gains (R\$ 70 million), reducing the net impact to R\$ 137 million. For the full year, **R\$ 196 million in modulation gains** reduced the net curtailment impact to R\$ 334 million.

- ✓ A diversified portfolio capturing modulation gains
- ✓ Active management reducing systemic impact

Pension Liability Immunization

Approval of the 6.28% actuarial rate for CESP's pension plan and implementation of the immunization strategy also at Auren Operações. **A combined reduction of R\$ 991 million in the actuarial deficit and mitigation of an annual increase of R\$ 54 million in contributions starting in 2026.**

- ✓ Structural risk reduction

Solid Foundations to Enhance Future Results

With **integration completed, a strengthened capital structure and a portfolio validated operationally**, the Company enters 2026 with solid foundations to (i) refine processes, (ii) conclude the corporate restructuring, and (iii) continue capturing efficiencies, with the goal of fully realizing the benefits of the acquisition starting in 2027

- ✓ Clear deleveraging trajectory
- ✓ Portfolio progressively uncontracted from 2028 onward

Law 15,269/2025 and Public Consultation No. 210

Law 15,269/2025 authorizing the **reimbursement of generation curtailments due to SIN reliability risk**, and the launch of **Public Consultation No. 210 for regulation of the matter**. With the contribution period closed, we await the **publication of the final version by the MME**.

- ✓ Meaningful progress in reducing regulatory uncertainty
- ✓ Greater predictability for the sector

Agenda

1. 4Q25 Highlights

2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

5. Financial Performance

6. Corporate Strategy

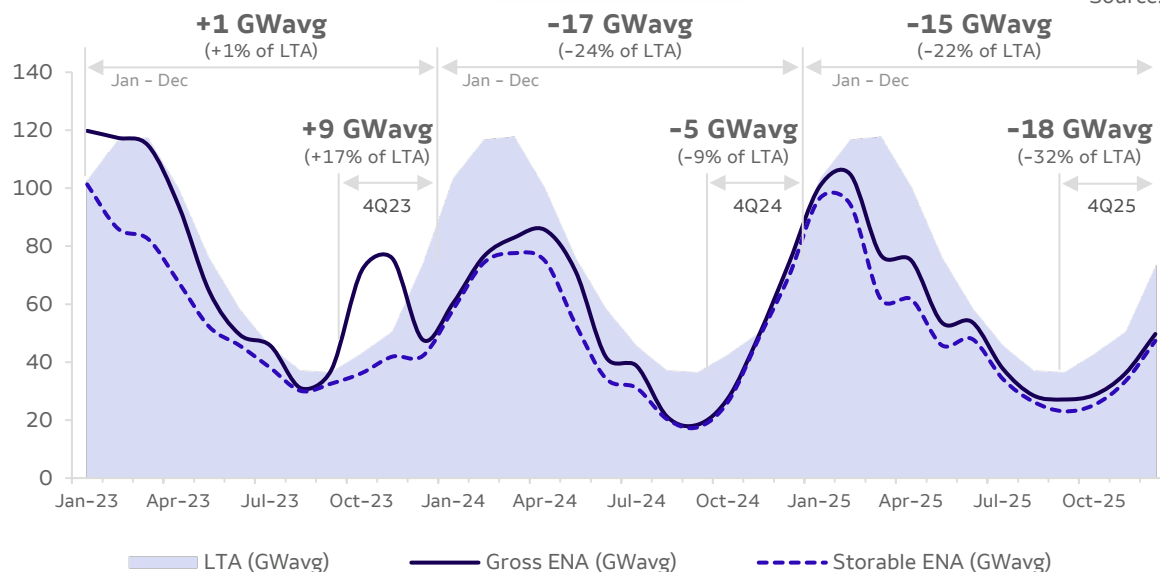
7. Closing Remarks

...: Performance of the National Interconnected System - SIN

The 4Q25 was influenced by an **adverse hydrological scenario**

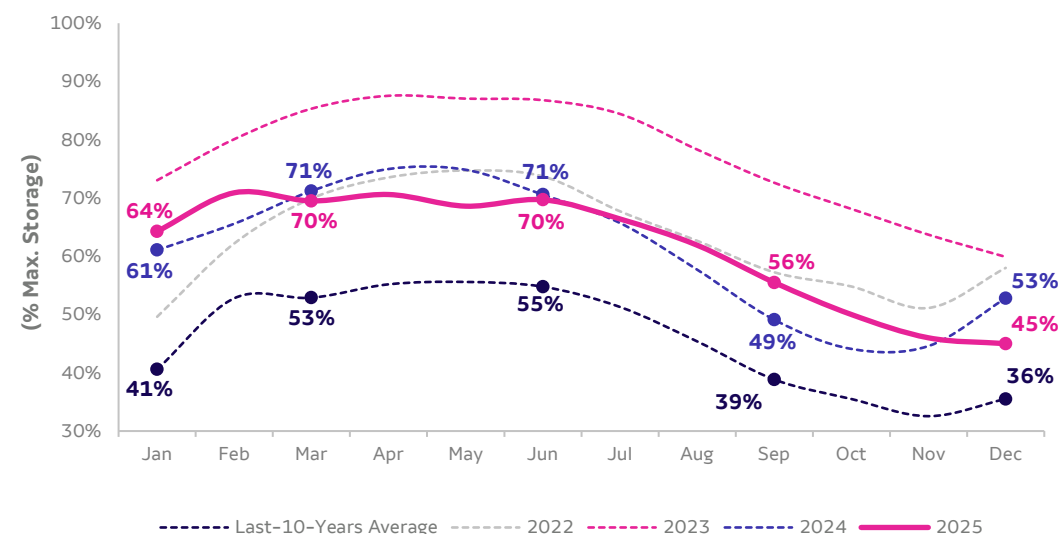
Affluent Natural Energy (ENA) (SIN, % LTA)

Source: ONS



Equivalent Reservoir Level (SIN)

Source: ONS



- **Gross ENA** in the SIN totaled 68% of the LTA in 4Q25, the third worst performance in the historical series for the quarter, characterizing unfavorable start to the wet season.

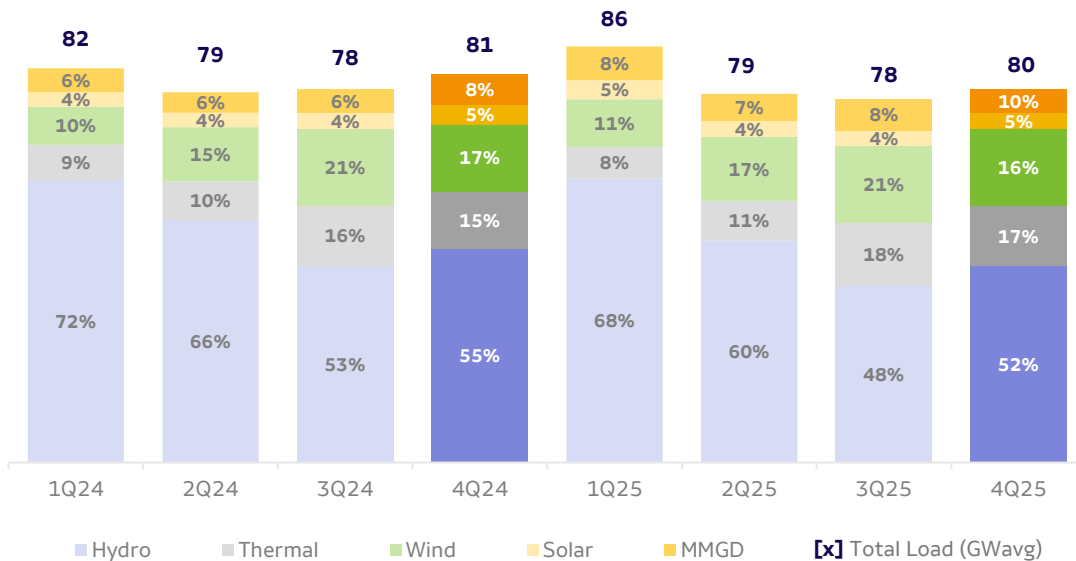
- **Hydrological deterioration** throughout 4Q25 contributed to reservoir levels showing a **steeper decline than the typical behavior for the period**, when compared to the 10-year average curve.
- **Reservoir levels** reached **45% of maximum capacity** at the end of 2025, 9 p.p. above the last-10-years average, but 8 p.p. below the level for the same period in 2024.

...: Energy Mix Evolution and Hydroelectric Displacement

The adoption of new risk aversion parameters and the hybrid Newave model led the system to operate **with higher marginal operating costs**, increasing thermal dispatch to maintain higher reservoir levels

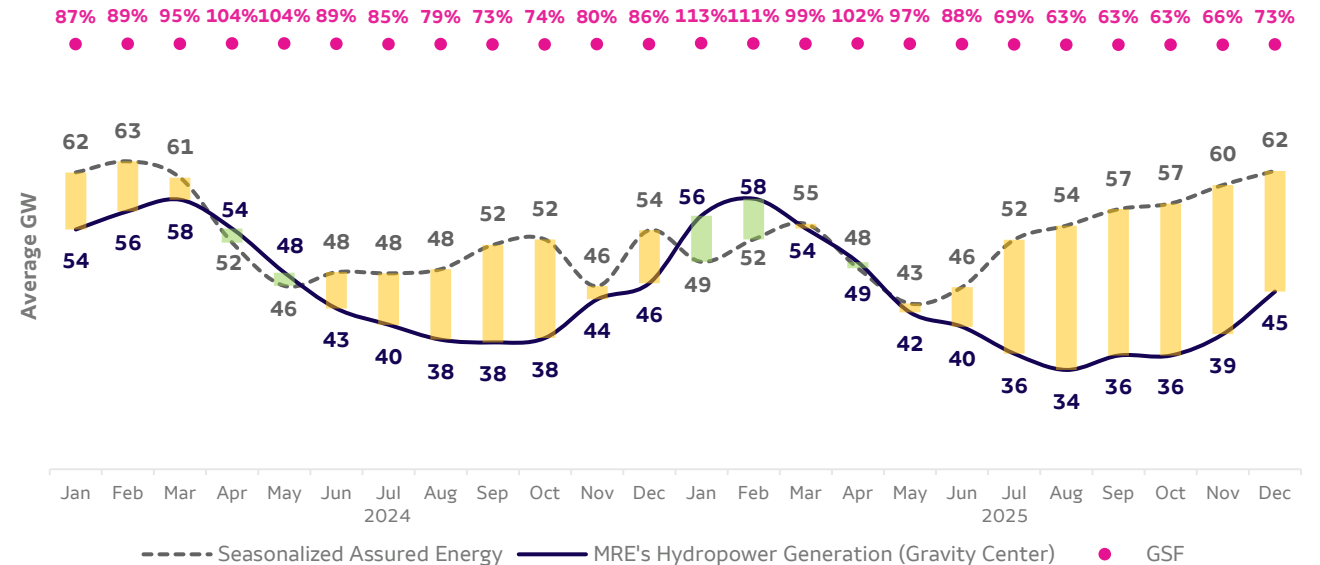
Energy Supply by Source (SIN, GWavg)

Source: ONS



Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)

Source: CCEE



- Hydropower's share in meeting load decreased by 3 p.p., influenced by the **expansion of MMGD**, the **operational start-up of inflexible thermal capacity**, and the adoption of **new risk-aversion parameters** and the **hybrid Newave model**.

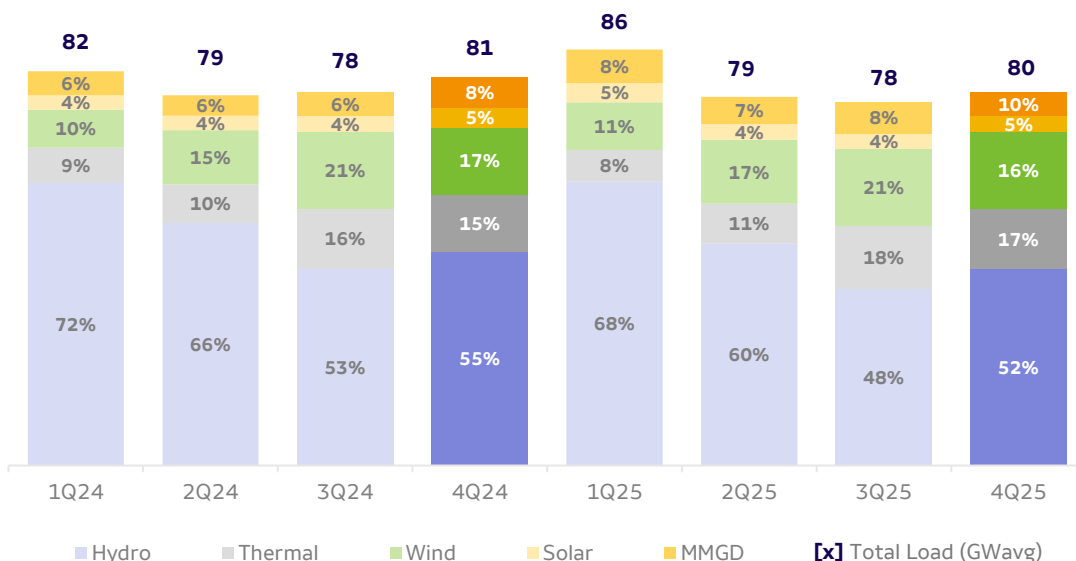
- GSF was 67% in 4Q25 vs. 80% in 4Q24.**
- The 13 p.p. difference is mainly explained by the **higher allocation of assured energy by the MRE** (60 MWavg vs. 54 MWavg in 4Q24), in addition to lower load, the **increase in distributed generation (MMGD)** and the unfavorable beginning of the wet period, which resulted in **hydropower production 6% below** that recorded in the same period of 2024.

...: PLD and Volatility

In 2025, the system began operating with **higher marginal operating costs**, reflecting changes in the price-formation model

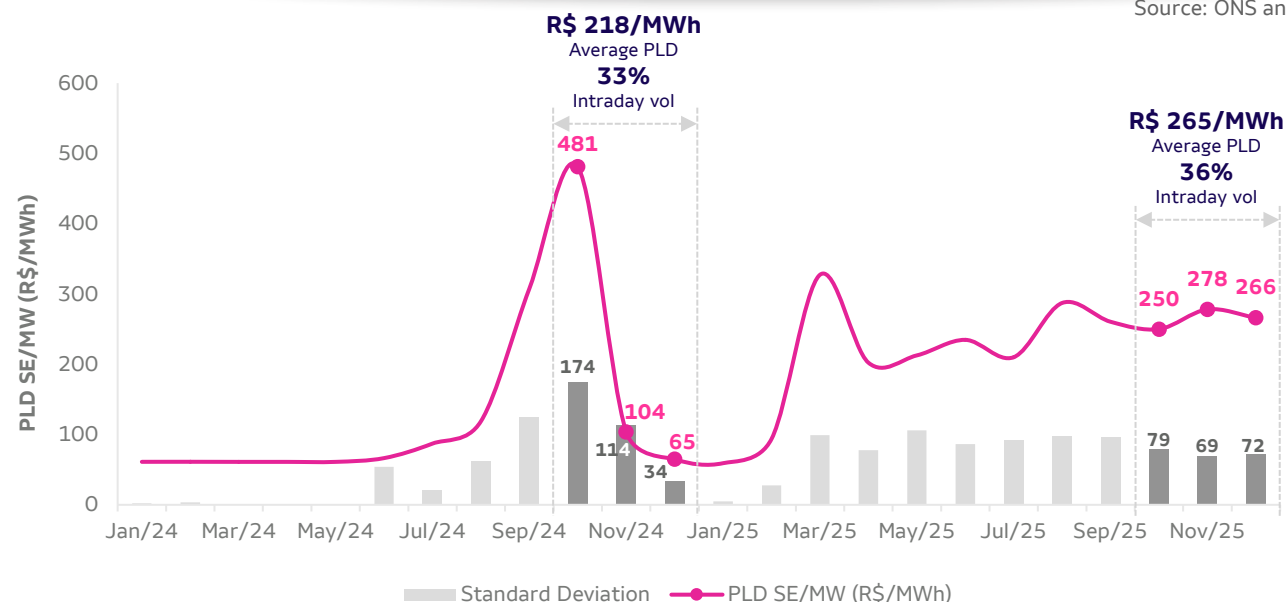
Energy Supply by Source (SIN, GWavg)

Source: ONS



Short-Term Price Evolution (PLD SE/MW, R\$/MWh)

Source: ONS and CCEE



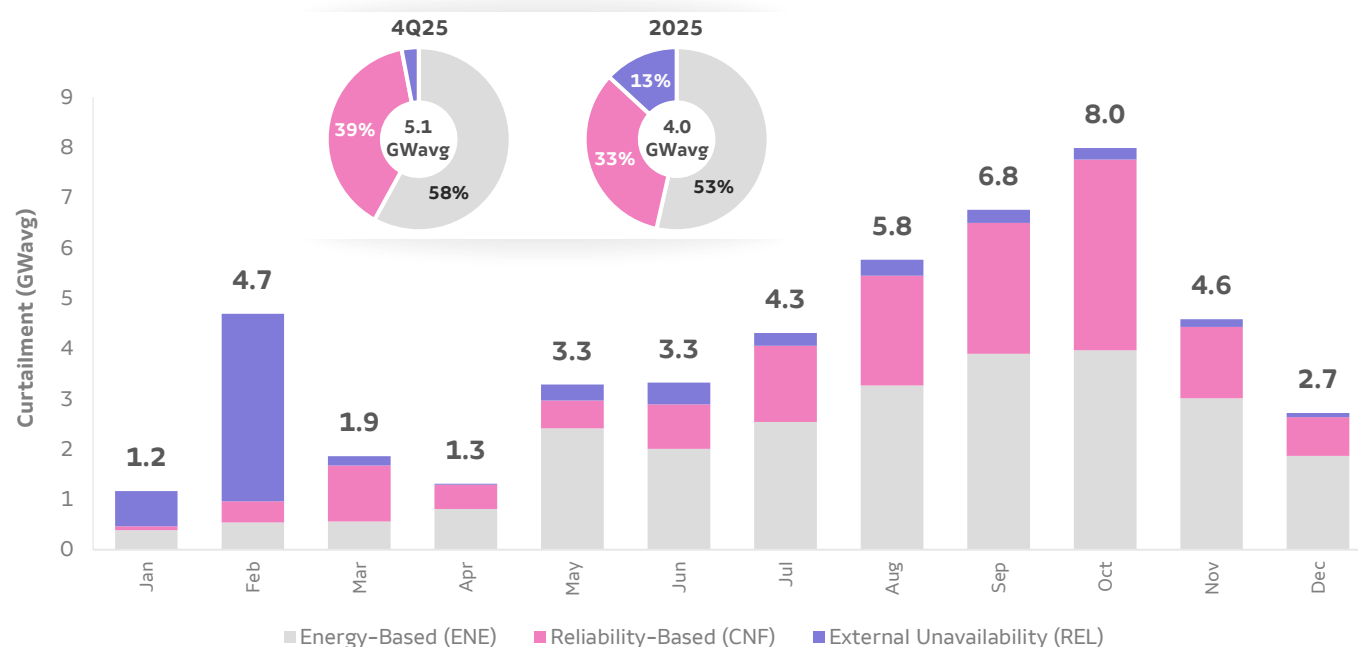
- The **average PLD for the SE/MW submarket reached R\$ 265/MWh in 4Q25**, with 36% intraday volatility. This value was slightly above the average PLD recorded in 3Q25, which showed similar intraday volatility (38%), and above the average recorded in 4Q24 (R\$ 218/MWh) with 33% intraday volatility.
- The persistence of **elevated price levels** throughout 2025 **highlights the impact of the new risk aversion parameters introduced into the price formation model chain**.
- Three factors explain the higher volatility in 4Q25 versus 3Q25: (i) the **expansion of MMGD**, which intensified the afternoon price decline compared to the previous year; (ii) the **low PLD levels observed in December 2024**, driven by better hydrology during that period; and (iii) **changes in the energy price-formation model**.

...: Curtailment

In 4Q25, curtailment over total *SIN* generation was **23%** for wind power and **22%** for solar, according to the ONS

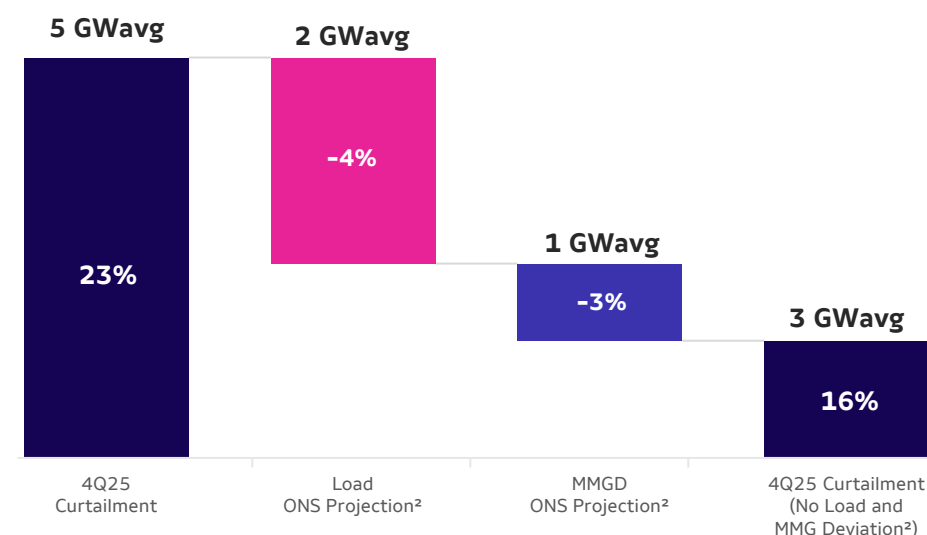
Curtailment 2025 (GWavg, consolidated wind and solar, SIN)

Source: ONS e CCEE



Curtailment - Sensitivity¹ vs. Projection² (GWavg, SIN)

Source: ONS e CCEE



- In 4Q25, most of the energy production restriction was, for the **third consecutive quarter**, due to **energy-based reason** (58% of the total).
- This effect reflects the **combination of low demand**, as a result of milder temperatures in the Southeast/Central-West and South regions, and the **increase in thermal capacity and MMGD** in the Brazilian energy matrix, as well as the **change in the ONS's risk-aversion parameters**. Reliability-related cuts accounted for 39% of the total volume in the quarter, with particular emphasis on October, when this category reached 48%, the highest level of the year.

Agenda

1. 4Q25 Highlights
2. Energy Market
- 3. Operational Performance**
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

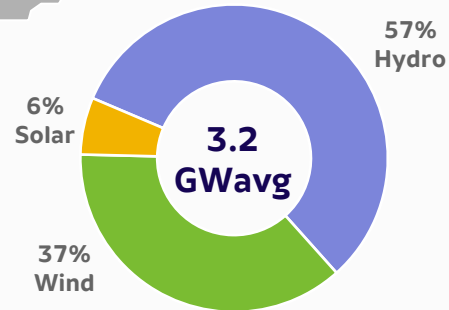


...: Consolidated Operational Performance

Potential wind energy production exceeded the P50 certification in both the quarter and in the year, reinforcing the quality of the assets and the accuracy of the updated certifications

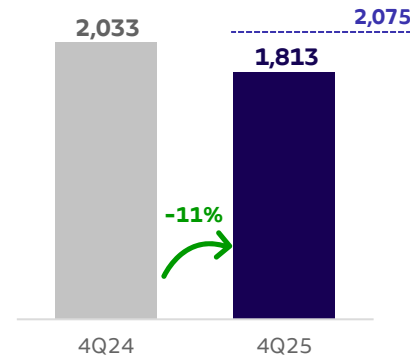
- Proprietary Hydroelectric Assets
- Minority Interests (HPPs)
- Wind Assets
- Solar Assets

4Q25 Production per Source



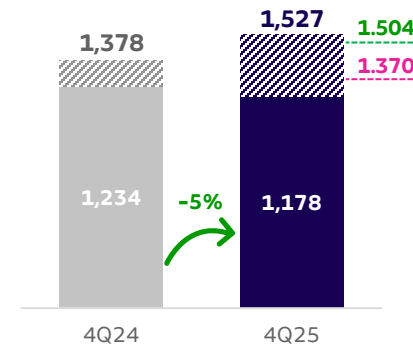
Hydro

Production¹ vs. Assured Energy



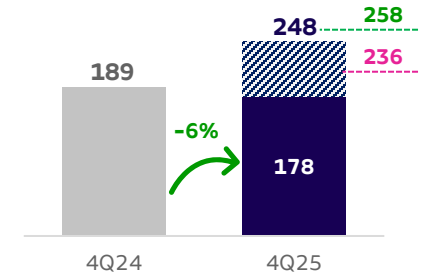
Wind

Production¹ vs. Certification²



Solar

Production¹ vs. Certification²



..... GF P50 P90 ■ Production¹ ▨ Potential Production²

- **11% reduction in dispatch** vs. 4Q24
- **Availability³ of 95%** vs. ANEEL⁴ reference of 93%

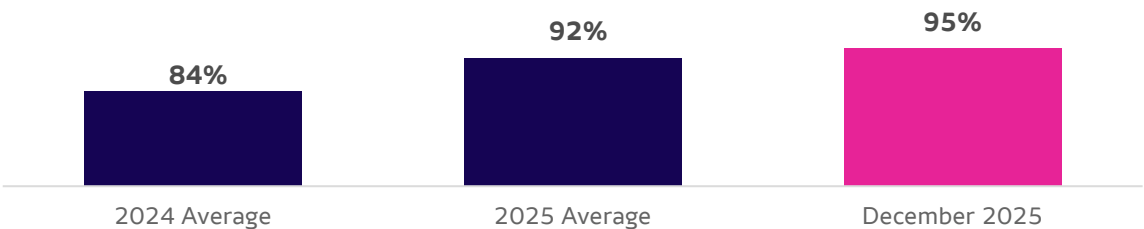
- **94% availability** in 4Q25 vs. 92% in 4Q24
- **Production¹ at 86%** of P90
- **Potential production² at 102%** of P50

- **99% availability** in 4Q25 vs. 98% in 4Q24
- **Production¹ at 75%** of P90
- **Potential production² at 96%** of P50

...: Evolution of the Acquired Assets Availability

In December, Auren reached an **average availability of 94.6%** for the incorporated wind assets, **one year ahead of what was announced at the time of the transaction**, representing an **increase of 11 p.p.** compared to the 2024 average availability

Evolution of Average Availability (acquired assets)



Recovery Highlights



Tucano
80% → 88%
+8 p.p. vs. 4Q24



Ventus
88% → 95%
+7 p.p. vs. 4Q24



Caetés
93% → 97%
+5 p.p. vs. 4Q24

For **each percentage point** increase in consolidated average availability, there is **an estimated increase of approximately R\$ 20 million** in annual equivalent revenue

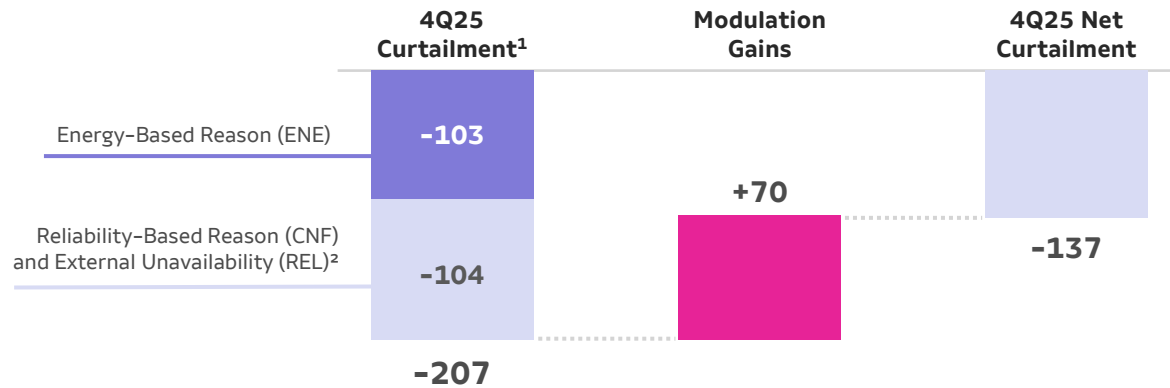


...: Systemic Effects on the Portfolio

Diversified portfolio, with a higher share of hydro and wind assets, **enabled relevant modulation gains, mitigating part of the negative impact from curtailment**

Curtailment and Modulation

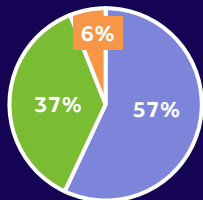
(R\$ million)



+R\$ 196 million in modulation gains in 2025

1 – Net of the reimbursable portion related to external unavailability (REL) curtailment eligible for reimbursement; 2 – Amount corresponding to REL curtailment below the deductible threshold.

Auren Portfolio Composition (% of Assured Energy)



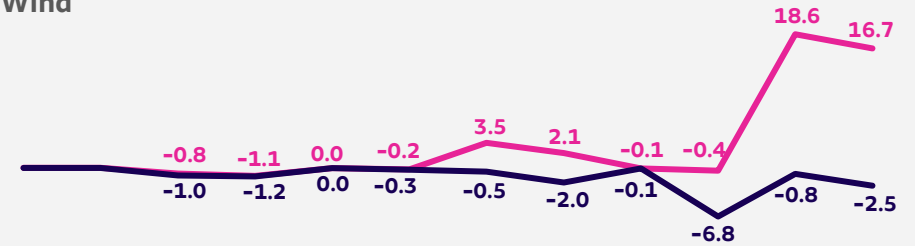
■ Hydro
■ Wind
■ Solar

Hydro and wind assets recorded relevant modulation gains in the quarter

Modulation Spread by Source

(SIN, R\$/MWh)

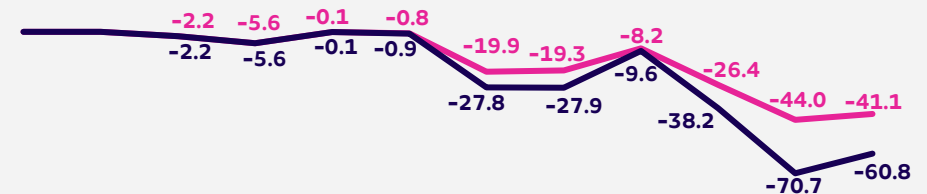
Wind



Hydro



Solar



1Q23 2Q23 3Q23 4Q23 1Q24 2Q24 3Q24 4Q24 1Q25 2Q25 3Q25 4Q25

— Observed — Ex-Curtailment Scenario

Agenda

1. 4Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
- 4. Commercial Performance**
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

...: Generation Energy Balance – Integrated Portfolio Management

Sales

- 169 MWavg of self-production contracts
- 115 MWavg of ACR contracts in the Northeast (Existing Energy Auction)

Purchases

- 118 MWavg purchased for 2026 in Generation
- 42 MWavg in Commercialization, reducing the short position in 2026

Consolidated Portfolio Contracting Level

98%

94%

91%

88%

75%

70%

Consolidated Generation Portfolio Contracting Level

96%

89%

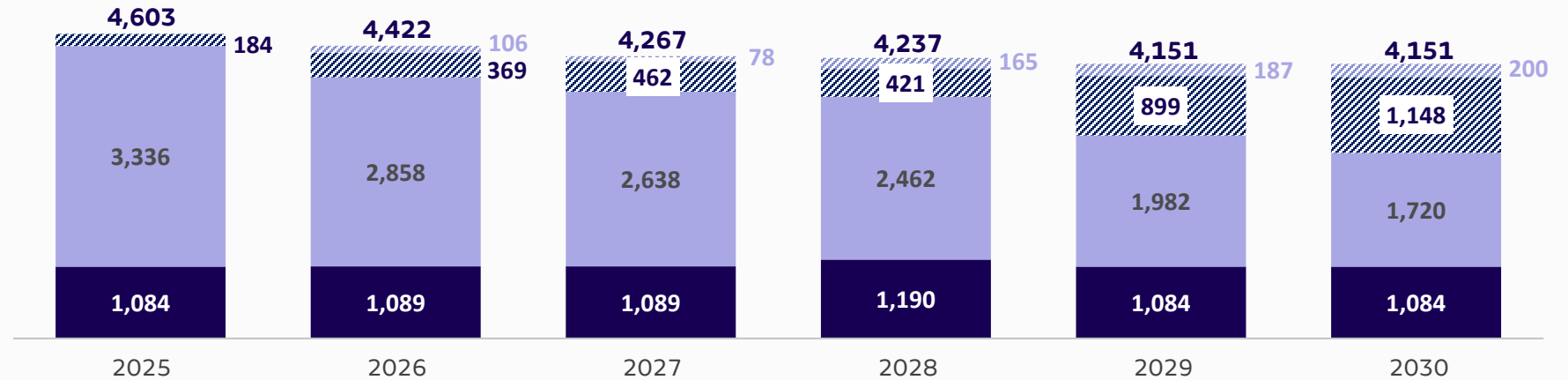
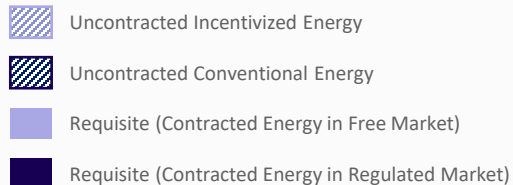
87%

86%

74%

68%

Generation Energy Balance¹ (MWavg)



Average Sales Price² Generation (R\$/MWh)

196

195

204

204

211

216

A higher uncontracted volume from 2029 onward positions Auren to capture the significant increase in long-term energy prices

Agenda

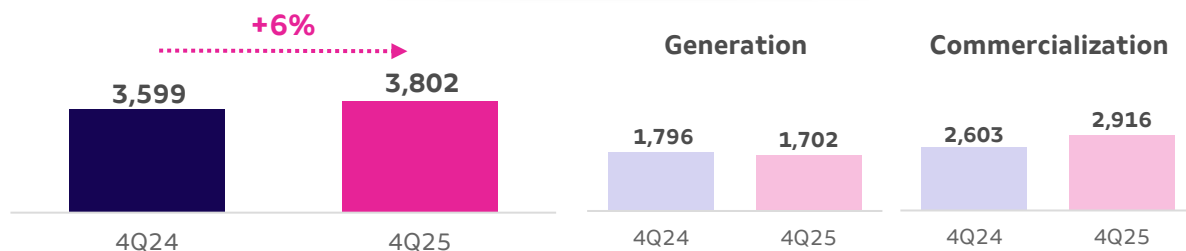
1. 4Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
- 5. Financial Performance**
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

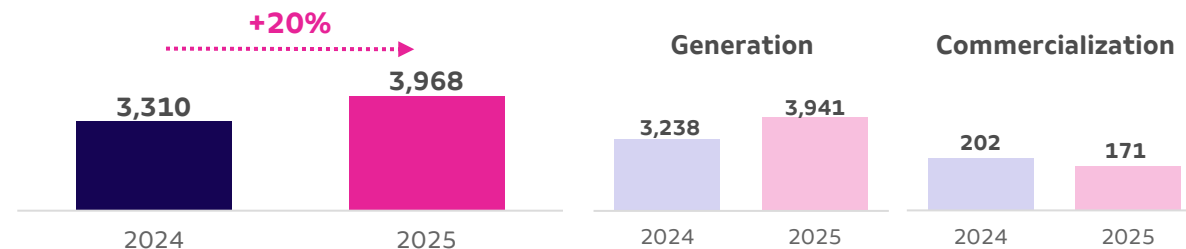
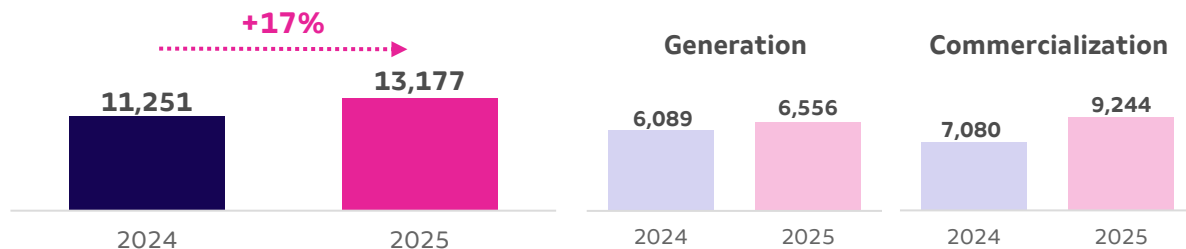
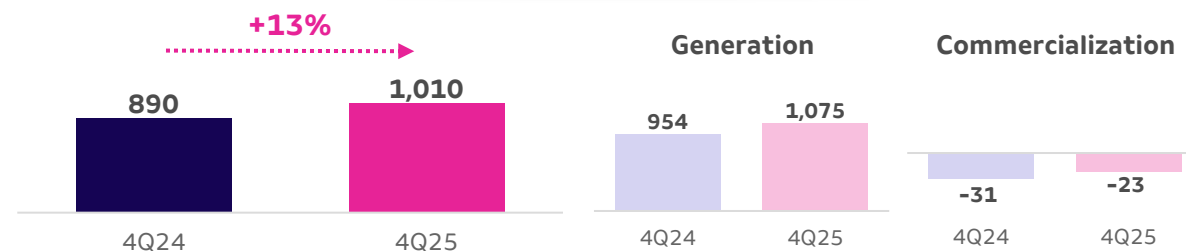
Adjusted EBITDA of R\$ 1.0 billion in 4Q25, a 13% increase vs. 4Q24

Excluding the effect of the recognition of CESP's Prudent Investments Indemnification (R\$ 143 million), Adjusted EBITDA would have been 3% lower between the periods

Net Revenue (R\$ million)



Adjusted EBITDA (R\$ million)



Generation: increase in results as a consequence of the (i) **inflation adjustment** in energy sales contracts, (ii) the assignment of a long-term sales contract from the Commercialization segment to the Generation segment, with a **positive impact of R\$ 42 million** in the quarter and **R\$ 101 million in the year**, and (iii) the **increase in net modulation gains** (+R\$ 24 million vs. 4Q24), partially offset by the negative effects of **GSF and curtailment**.

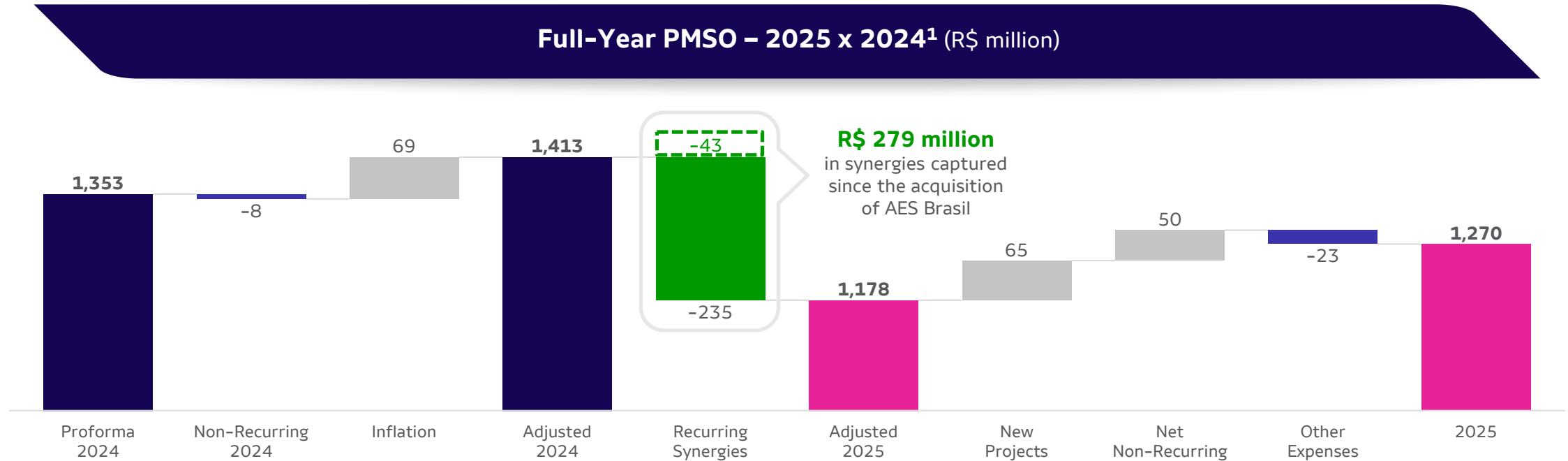
Commercialization: revenue growth offset by the **seasonality of the trading portfolio** in 2025, with **results concentrated in the first half of the year**. In addition, the assignment of the contract from the Commercialization segment to Generation recorded a **negative impact for the segment** – equivalent to the positive effect recognized in Generation.

Dividends from Minority Interests: **R\$ 130 million** in 4Q25 and **R\$ 364 million** in 2025, significant growth compared with 2024

PMSO Reduction: **reduction of R\$ 66 million**. The capture of recurring PMSO synergies totaled **R\$ 279 million since the acquisition of AES Brasil**, surpassing the previously indicated R\$ 250 million and **more than doubling the R\$ 120 million initially announced** at the time of the transaction.

...: Financial Performance – PMSO Synergies above Expectations

R\$ 279 million in synergies captured since the acquisition of AES Brasil, surpassing the **R\$ 250 million** previously indicated and more than doubling the R\$ 120 million initially announced at the time of the transaction



Recurring Synergies: synergy achieved through the integration process between Auren and AES Brasil, including scope-optimization initiatives, with relevant gains captured in technology, insurance renegotiations, optimization of consulting services, training, recruitment and selection, as well as contract renegotiations and O&M optimizations.

New Projects: variation related to the start-up of Jaíba, Tucano and Cajuína in 2024, as well as expenses from Esfera and Way2 – the latter consolidated as of July 2025.

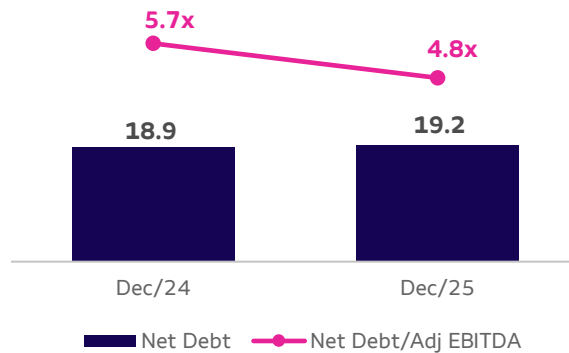
Net Non-Recurring: expenses related to the integration process, such as consulting, auditing and fees, as well as staff demobilization and severance payments.

In December, Auren began the implementation of Zero-Based Budgeting, aimed at driving further cost optimization and capturing additional efficiencies as early as 2026

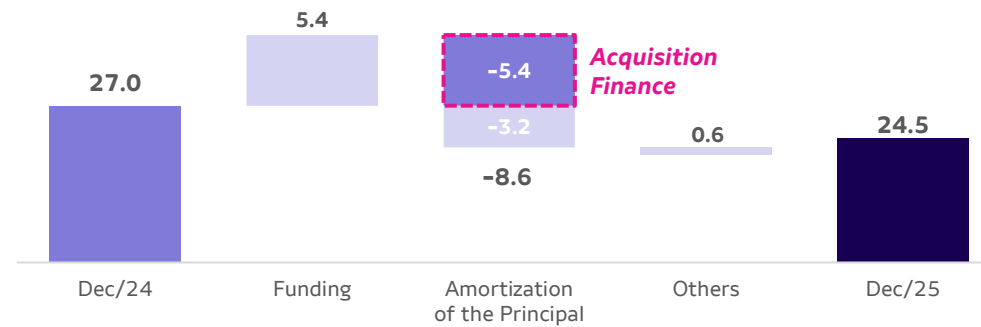
...: Financial Performance – Efficient Capital Structure Management

Throughout 2025, Auren **executed and successfully completed its liability management strategy**, supported by an ongoing commitment to efficiency and rigorous discipline in capital allocation

Leverage Evolution

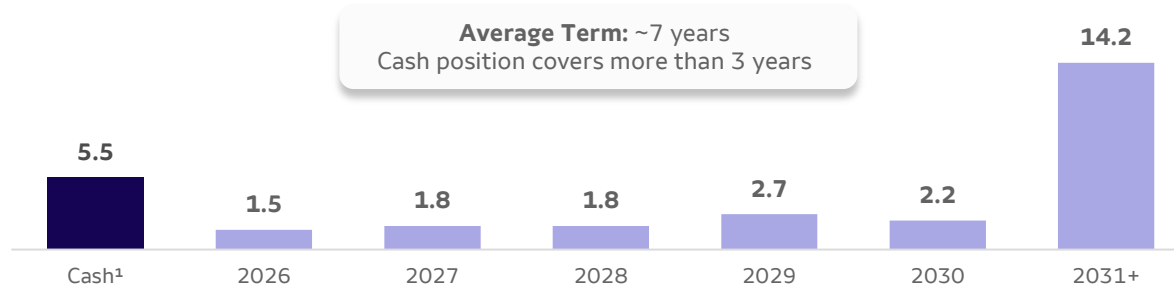


Gross Debt Movement (R\$ billion)

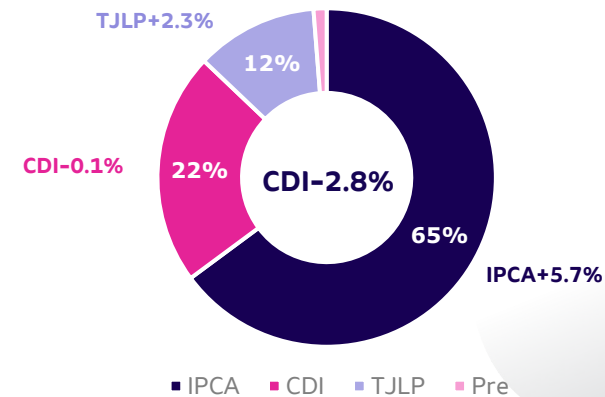


Cost of Debt:
CDI-2.8%
 210 bps reduction in
 CDI cost vs. Dec/24

Gross Debt Principal Amortization (R\$ billion)



Net Debt Profile



AAA
 Auren Energia and
 Subsidiaries

FitchRatings

MOODY'S
 RATINGS

Agenda

1. 4Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
- 6. Corporate Strategy**
7. Closing Remarks

...: Corporate Strategy

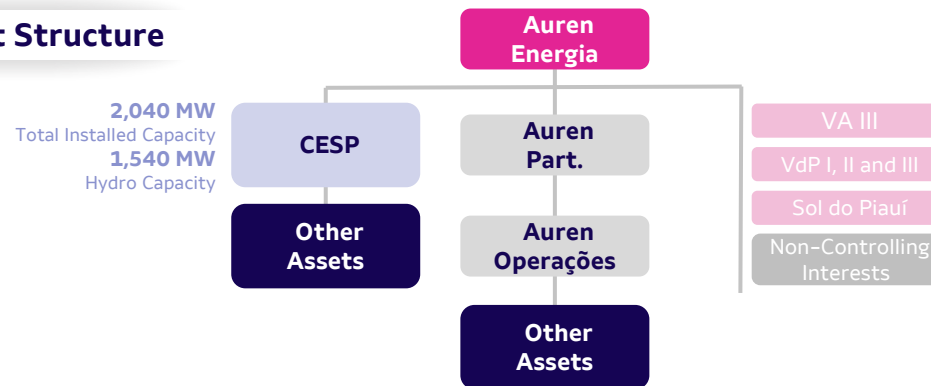
As part of its **focus on value creation and continuous improvement**, the Company is also exploring **other avenues to unlock further synergies**

Simplification of the Corporate Structure

A **simpler and more efficient** corporate structure, aligned with the Company's new scale:

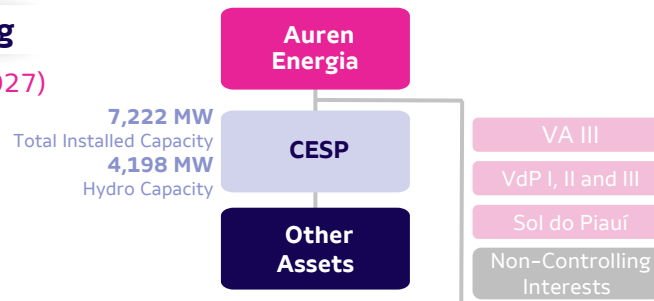
- Consolidation of **hydroelectric assets under a single vehicle**;
- **Reduction** in the number of listed companies;
- **Greater efficiency** in cash management and debt allocation.

Current Structure



Post-Restructuring

(estimated structure in 2027)



Zero-Based Budgeting (ZBB)

After capturing R\$ 279 million in synergies since the acquisition of AES Brasil, Auren began, in December 2025, the implementation of Zero-Based Budgeting, seeking **greater cost optimization and the capture of additional synergies** already in 2026.

The Company aims for growth in recurring expenses below inflation

Immunization of the Pension Liability

Immunization of the VIVEST pension plan for CESP and Auren Operações, taking advantage of the high-interest-rate environment to adjust the investment strategy and align it with the plan's liabilities. The main benefits of the strategy are:

- **Reduction of the actuarial deficit, avoiding an increase in annual contributions** of R\$ 47 million for CESP and R\$ 7 million for Auren Operações starting in 2026;
- **Lower volatility** in results, reducing the impact of market fluctuations;
- **Risk mitigation** through investments in long-term government securities indexed to benchmarks aligned with the fund's liabilities;
- **Greater actuarial balance**, ensuring increased security and predictability.

Agenda

1. 4Q25 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
- 7. Closing Remarks**

...:: Main Takeaways

Well-positioned to capture market opportunities: the increase in energy prices is expected to have a positive effect on the Company's results, especially from 2029 onward, when Auren's consolidated portfolio is approximately 30% uncontracted. Despite the recent increase, long-term energy prices remain below the marginal cost of expansion.

Accelerated deleveraging starting in 2027, reaching a level of 3.0–3.5x in the coming years: the strong EBITDA contribution in the period enabled Auren to reduce Net Debt/EBITDA by 0.9x since December 2024. The Company projects a significant deleveraging from 2027 onward, driven by the payment of most of the generation reimbursements and by the start-up of Cajuína 3 at the end of 2026.

Regulatory: in 2026, the Company expects the definition of the adjustment terms and payment method for the compensation related to CESP's prudent investments. In addition, Auren continues to actively participate in sector discussions with relevant impacts for the Company, such as curtailment.

Capital allocation discipline: Auren remains attentive to capital allocation opportunities that generate value for shareholders – such as the battery auction, for example.

Corporate reorganization: the Company has initiated the preparatory steps for a potential corporate reorganization, one of the avenues to unlock additional synergies, involving (i) the consolidation of hydroelectric assets under a single vehicle (CESP), (ii) the simplification of the corporate structure through the reduction of the number of publicly held companies, and (iii) increased efficiency in cash management and debt allocation.

Successful completion of the integration with AES Brasil: the focus on strategic priorities since the acquisition of AES Brasil enabled Auren to complete the integration in record time and without incidents, capturing synergy gains above expectations. With this phase concluded, the Company is advancing on an agenda of optimization and continuous improvement, reinforcing its commitment to agility and efficiency.



Investor Relations



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br