



Apresentação de Resultados **3T25**

NOVEMBRO 2025

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 3T25 e 9M25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de setembro de 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Energia 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 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.

Agenda

1. Destaques 3T25

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

...: Destaques 3T25

A Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 773 milhões** no 3T25, alcançando EBITDA Ajustado de R\$ 3,0 bilhões nos primeiros 9 meses de 2025 e de **R\$ 3,8 bilhões nos últimos 12 meses**

Conclusão da Integração e Captura de Sinergias

A Auren **concluiu a integração** da AES Brasil em **tempo recorde e zero intercorrências**, acelerou a **captura de sinergias**, elevou de forma consistente a disponibilidade dos ativos e entrou em uma **nova fase focada na otimização de processos e melhoria contínua**.

Desempenho Operacional dos Ativos da Companhia

A **geração potencial¹** dos ativos eólicos se manteve **consistente com a certificação P50**, comprovando a **resiliência e qualidade do portfólio** da Auren. O **cenário desafiador** no SIN, com alto *curtailment* e baixo GSF, limitou a geração dos ativos da Companhia.

Conclusão do Processo de *Liability Management*

A Companhia realizou novas captações e concluiu o **pré-pagamento do *acquisition finance* e da 10ª emissão da Auren Operações**, **alongando o prazo médio e diminuindo o custo médio** da dívida para CDI-2,2%. A **alavancagem reduziu 0,8x** desde o 4T24 e manteve-se estável em relação ao 2T25, alcançando 4,9x Dívida Líquida/EBITDA.

Ganhos de Modulação Mitigaram Efeitos do *Curtailment*

O ***curtailment* acima da expectativa** foi o principal detrator do trimestre, gerando impacto de R\$ 196 milhões. Parte desse efeito foi mitigado por **ganhos de R\$ 66 milhões em modulação**, que **reduziram o impacto líquido do *curtailment*** para R\$ 130 milhões.

Aprovação da Indenização dos Investimentos Prudentes de CESP

A ANEEL aprovou a **indenização dos investimentos** não-depreciados realizados pela CESP ao longo das concessões das UHEs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna, totalizando **R\$ 499 milhões** na data base do término dos contratos de concessão.

Aprovação da MP 1.304

A MP 1.304, aprovada pelo congresso e pendente de sanção presidencial, permite o **reembolso do *curtailment* de confiabilidade** (~50% do total da Auren) e possibilita **avançar na discussão do *curtailment* energético** com o MME. O texto também estabelece os princípios para a possível **renovação de concessões hidrelétricas**.

Agenda

1. Destaques 3T25

2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

5. Desempenho Financeiro

6. Estrutura Societária

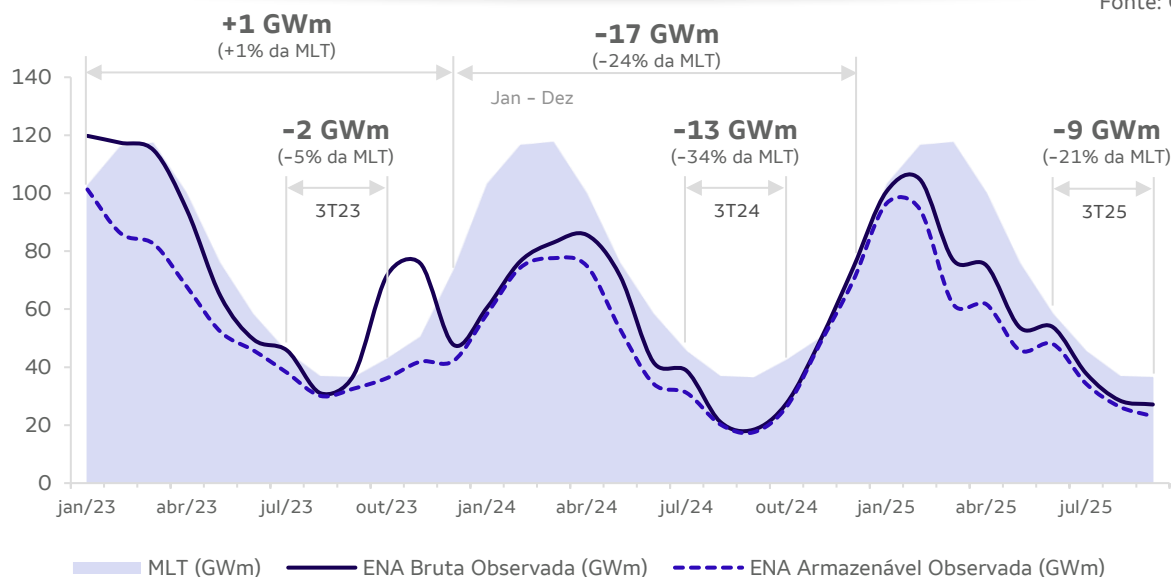
7. Considerações Finais

...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN

No 3T25, as **temperaturas ficaram abaixo da média histórica em contraste com 2024** quando **predominaram temperaturas acima da média** no país

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

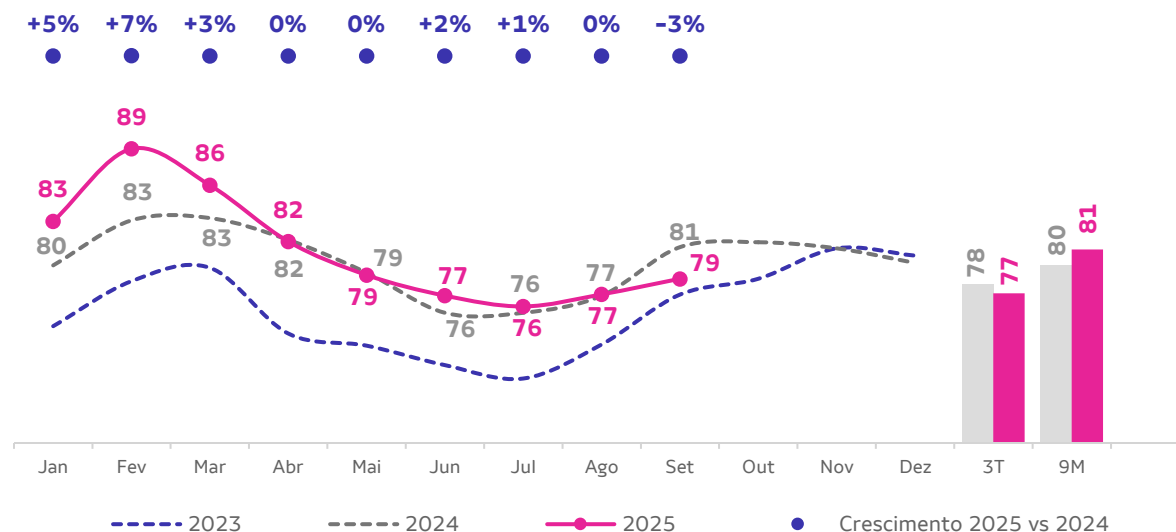
Fonte: ONS



- A **ENA Bruta** do SIN totalizou 79% da MLT no 3T25, 13 p.p. acima do registrado no 3T24.

Demanda de Energia¹ (SIN, GW médio)

Fonte: ONS



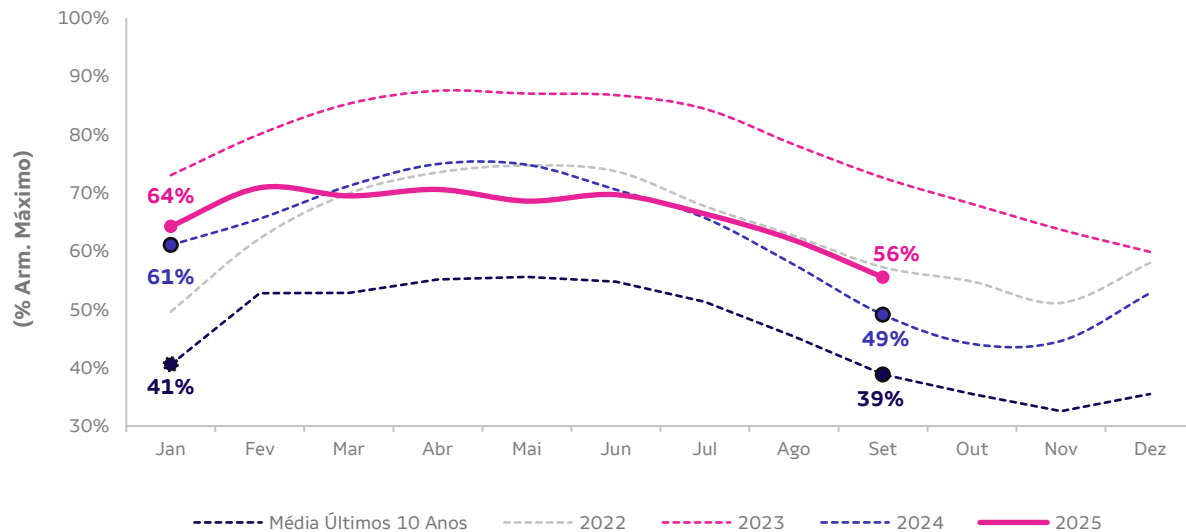
- As **temperaturas mais baixas** impactaram a demanda no período, de modo que a carga global do SIN registrada no 3T25 foi **77 GW médios**, uma **redução de 4%** (3 GW médios) em relação ao previsto².
- Comparado com o 3T24, a carga apresentou uma **queda de 1%** (1 GW médio). Em relação ao 2T25, foi registrada uma **redução de 2%** (2 GW médios).

...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN

A **maior aversão ao risco** de médio/longo prazo após a adoção do modelo *Newave* híbrido, somado a uma **ENA mais alta** no trimestre, levou o **nível de armazenamento dos reservatórios a 56%** ao final do 3T25

Nível do Reservatório Equivalente (SIN)

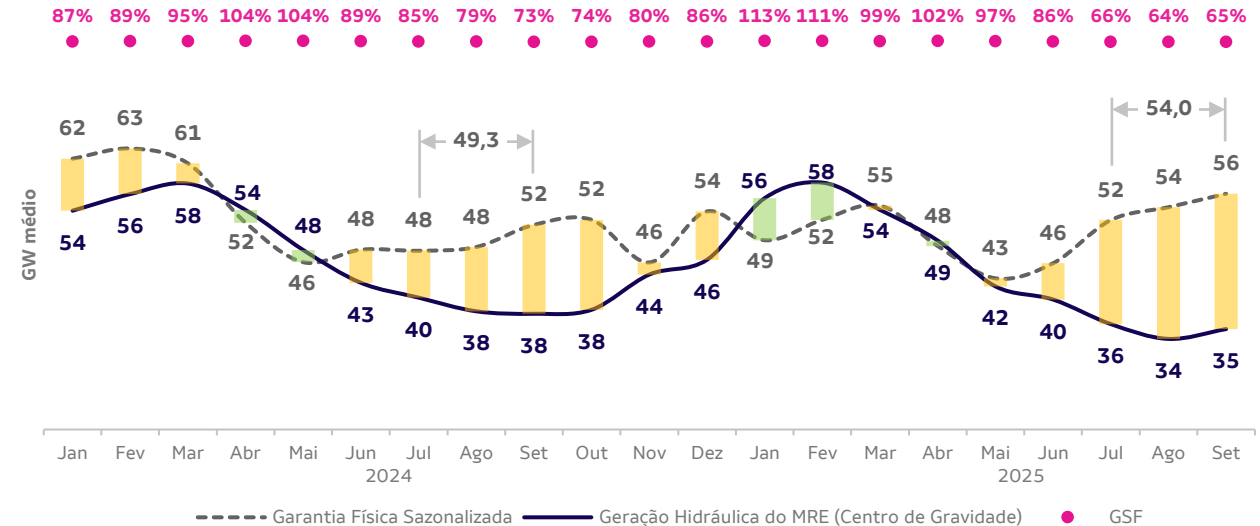
Fonte: ONS



- O **nível dos reservatórios** alcançou **56% da capacidade máxima** ao final do 3T25, 17 p.p. acima da média dos últimos 10 anos e 6 p.p. acima do registrado no mesmo período de 2024.
- Na comparação com o restante do ano, o nível dos reservatórios apresentou queda no 3T25, compatível com a **sazonalidade do período mais seco**.

Deslocamento Hidrelétrico (GW médio, % GSF)

Fonte: CCEE



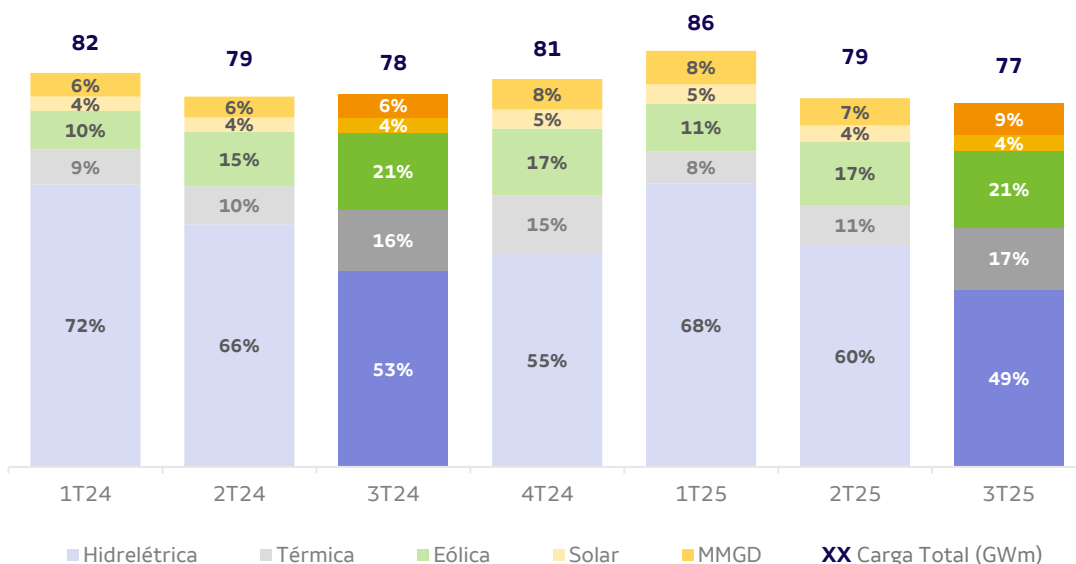
- O **GSF** foi de **65% no 3T25 vs. 79% no 3T24**, explicado pela: (i) **retração do consumo**, (ii) **evolução da matriz energética** com a entrada em operação comercial de capacidade térmica inflexível e Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD, (iii) **maior produção eólica**, (iv) **maior despacho termelétrico**, e (v) **maior volume de energia alocada pelo MRE** (54,0 GWm vs 49,3 GWm).
- Assim como o 2T25, o 3T25 também foi impactado pelas baixas temperaturas e carga abaixo do previsto pelo ONS, no entanto, o GSF foi menos acentuado que no 2T25, dada a sazonalidade da fonte hidrelétrica.

...: Evolução da Matriz e Volatilidade de Preços

A participação hidrelétrica no atendimento à carga recuou 4 p.p., influenciada pelo avanço da MMGD, pela entrada em operação de capacidade térmica inflexível e pelo aumento do preço de curto prazo com a adoção do Newwave híbrido

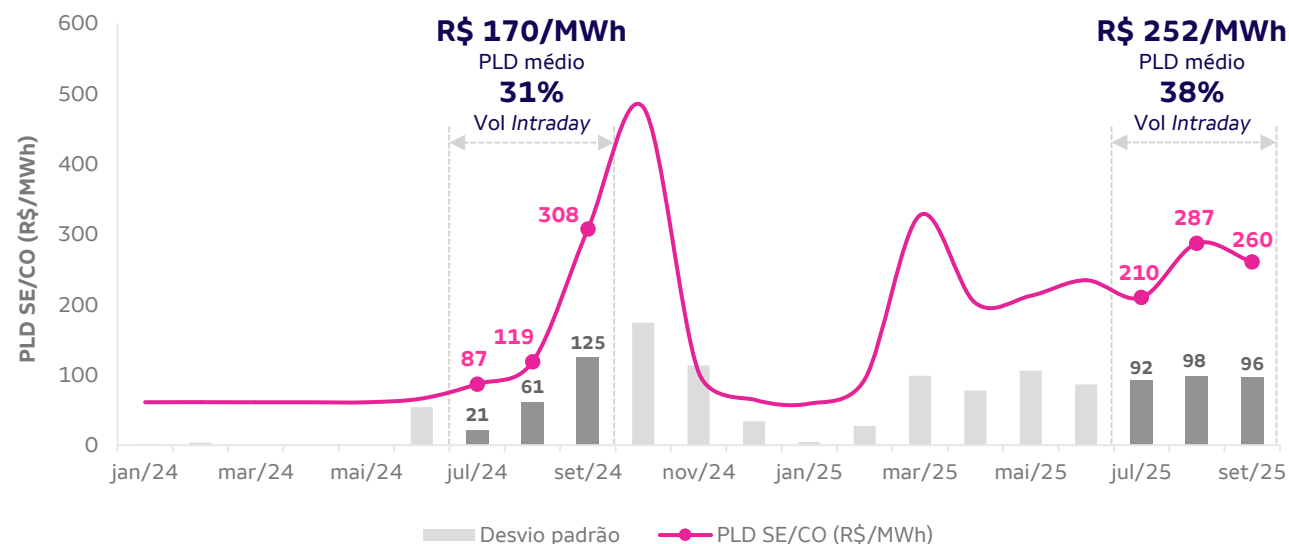
Atendimento à Carga por Fonte (SIN)

Fonte: ONS



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

Fonte: ONS e CCEE



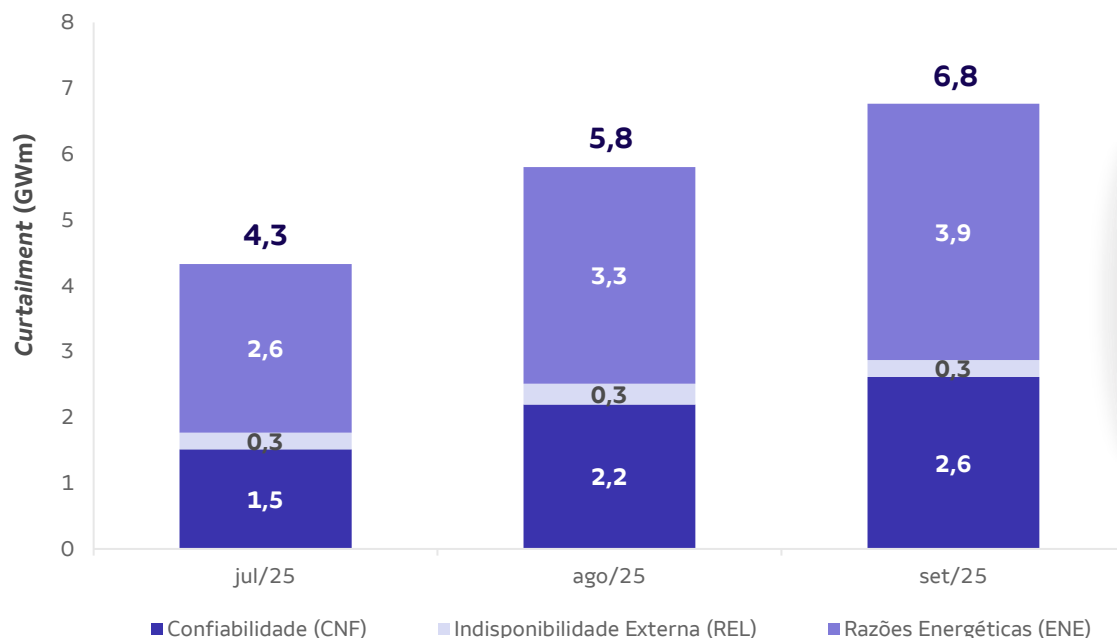
- A manutenção de **preços em patamares elevados** ao longo do 3T25, mesmo diante de **níveis de armazenamento superiores** e de uma **condição hidrológica mais favorável** em comparação ao ano anterior, **evidencia o impacto dos novos parâmetros de aversão a risco introduzidos na cadeia de modelos de formação de preços**.
- Mesmo com o PLD médio mais elevado (R\$ 252/MWh no 3T25 para o SE/CO vs. R\$ 170/MWh no 3T24), o trimestre registrou **menor descolamento de preços** de energia entre os submercados. Tal convergência evidencia o **aumento da oferta nos horários próximos ao meio-dia** na região SE/CO, impulsionado pelo **crescimento da MMGD**, além do **aumento nos limites de intercâmbio de energia** entre as regiões.

...: Curtailment

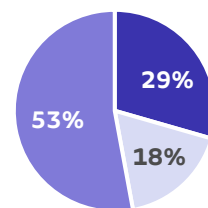
Segundo o ONS, o **curtailment** sobre a **geração total do SIN** no 3T25 foi de **21%** para a fonte eólica e **33%** para a solar

Curtailment Eólico e Solar 3T25 (GW médio, SIN)

Fonte: ONS e CCEE



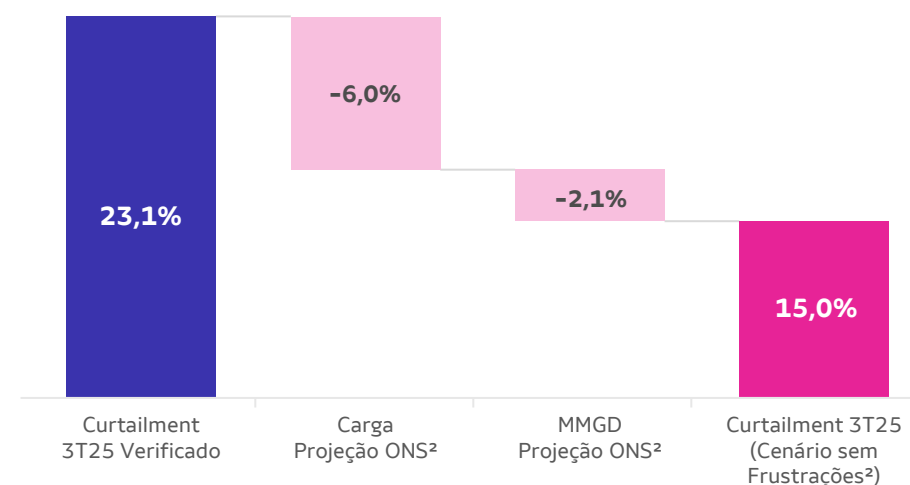
Composição do Curtailment 3T25



Curtailment - Sensibilidade¹ vs. Projeção² (GW médio, SIN)

Fonte: ONS e CCEE

O desvio da premissa de carga (-3 GW médios) e crescimento da MMGD (+0,8 GW médios) em relação às projeções do ONS correspondem a 8,1 p.p. do curtailment do período



- A restrição de geração no 3T25 refletiu da **combinação entre menor demanda e maior oferta de energia**, com a redução da demanda por energia no SIN, a boa safra de ventos no NE, a maior participação da MMGD na matriz energética brasileira, a entrada em operação de geração térmica inflexível, e o maior despacho térmico por ordem de mérito em função de preços mais elevados devido a adoção do novo modelo de precificação Newave híbrido.

1 – A análise considera impactos nos cortes por Razões Energéticas (ENE) e de Confiabilidade (CNF). Não considera variações nos cortes relacionados à Indisponibilidade Externa (REL); 2 – Considera projeções do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2025–2029 do ONS, publicado em dez/24.

Agenda

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

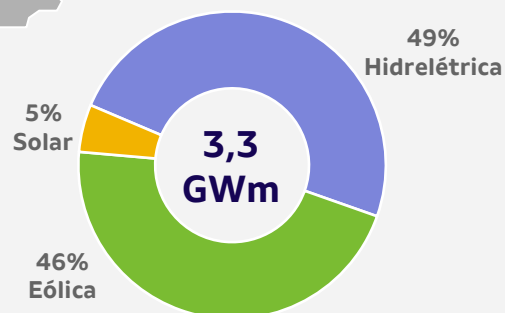


...: Desempenho Operacional Consolidado

A geração dos ativos próprios da Auren atingiu **3,3 GW médios, em linha com o 3T24**

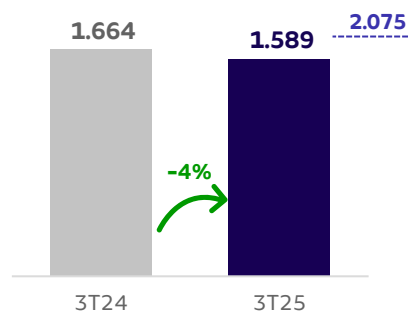
- Ativos Hidrelétricos Próprios
- Participação Minoritária (UHEs)
- Ativos Eólicos
- Ativos Solares

Geração 3T25 por Fonte



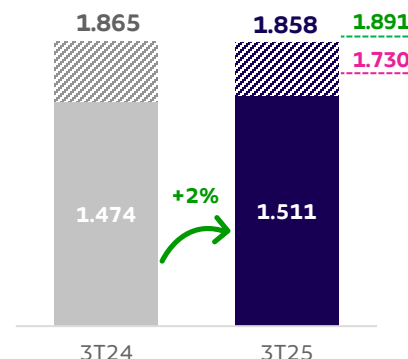
Hidrelétrica

Geração vs. Garantia Física



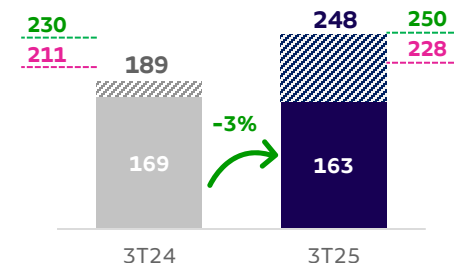
Eólica

Geração¹ vs. Certificação



Solar

Geração¹ vs. Certificação²



..... GF P50 P90 ■ Geração¹ ▨ Geração Potencial³

- Redução de 4% no despacho vs. 3T24
- Disponibilidade⁴ de 95% vs. Referência ANEEL⁵ de 93%

- Disponibilidade de 95% no 3T25 vs. 93% no 3T24
- Geração¹ de 87% do P90
- Geração potencial de 98% do P50

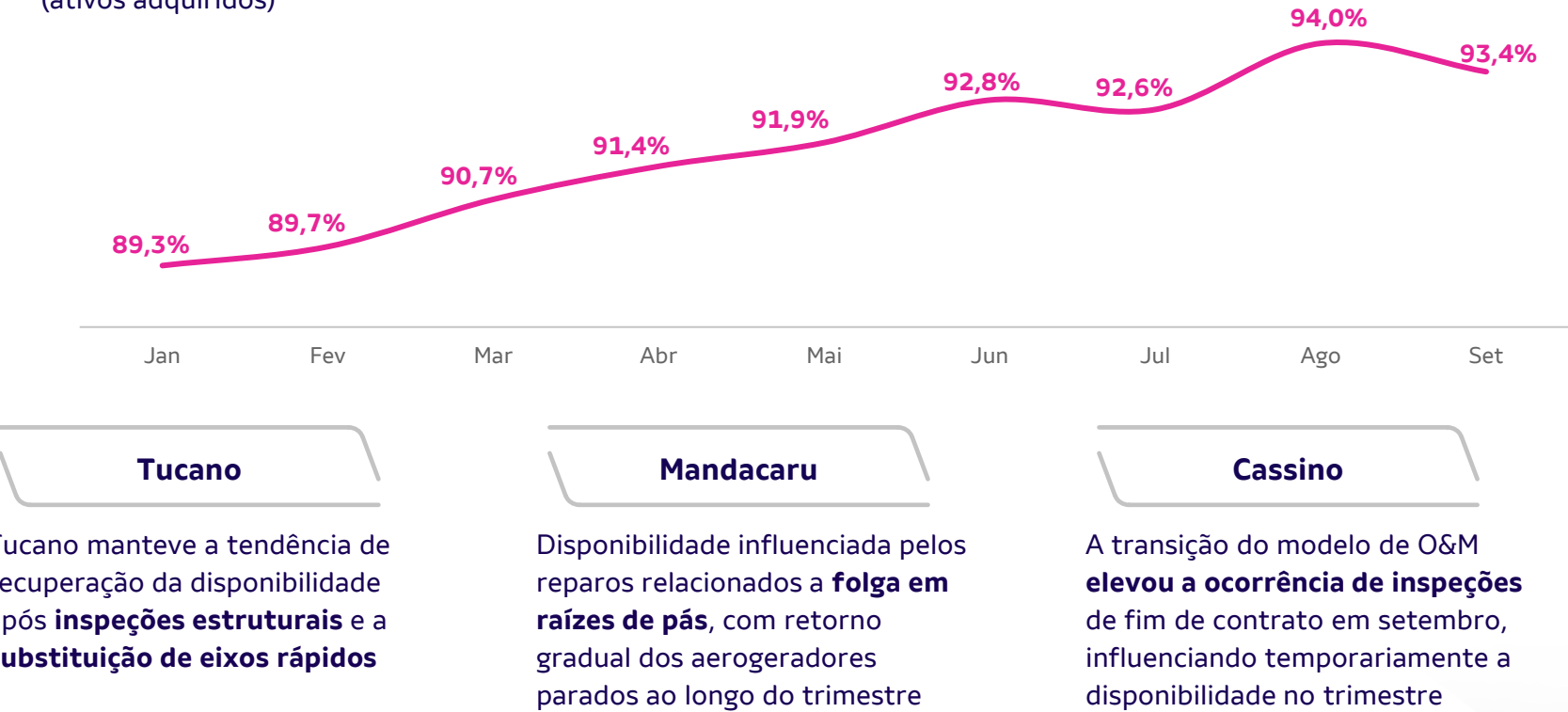
- Disponibilidade de 99% no 3T25 vs. 98% no 3T24
- Geração¹ de 71% do P90
- Geração potencial de 99% do P50

1 – Considera a produção de energia somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento; 2 – Certificações mais baixas em 2024 em função do *ramp-up* de Sol do Jaíba; 3 – Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment*; 4 – Considera o Índice de Disponibilidade Verificada – 60 meses (IDv60), que mede a disponibilidade real de uma usina em operar em comparação com sua capacidade de referência nos últimos 5 anos; 5 – Disponibilidade de referência ponderada pela capacidade instalada de cada usina.

...: Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos

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

Evolução Mensal da Disponibilidade Média em 2025
(ativos adquiridos)



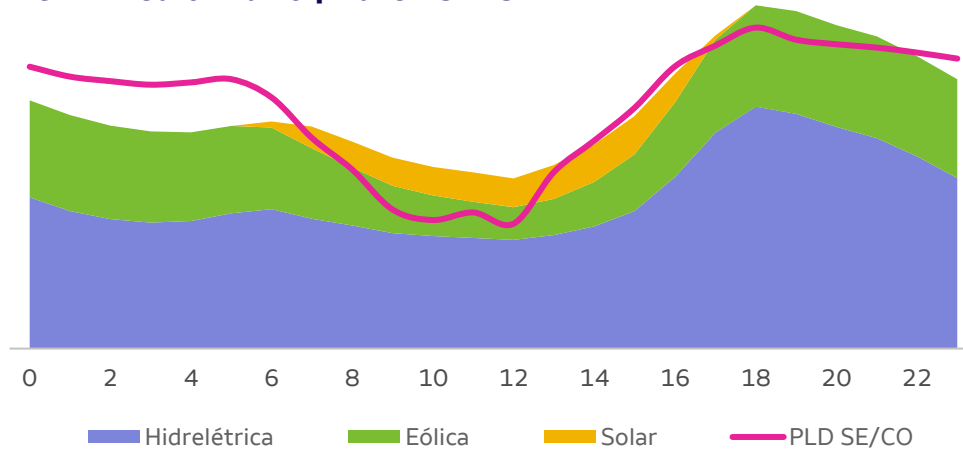
Apesar de oscilações pontuais em julho e setembro, a **trajetória de recuperação** segue em linha com a **meta de atingir 95% até dezembro, 1 ano antes do planejado** durante a diligência



...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

Nosso **portfólio de geração** possui fontes com **perfil de geração complementares** anual e horário, **mitigando o risco** de atributos e criando um **portfólio resiliente**

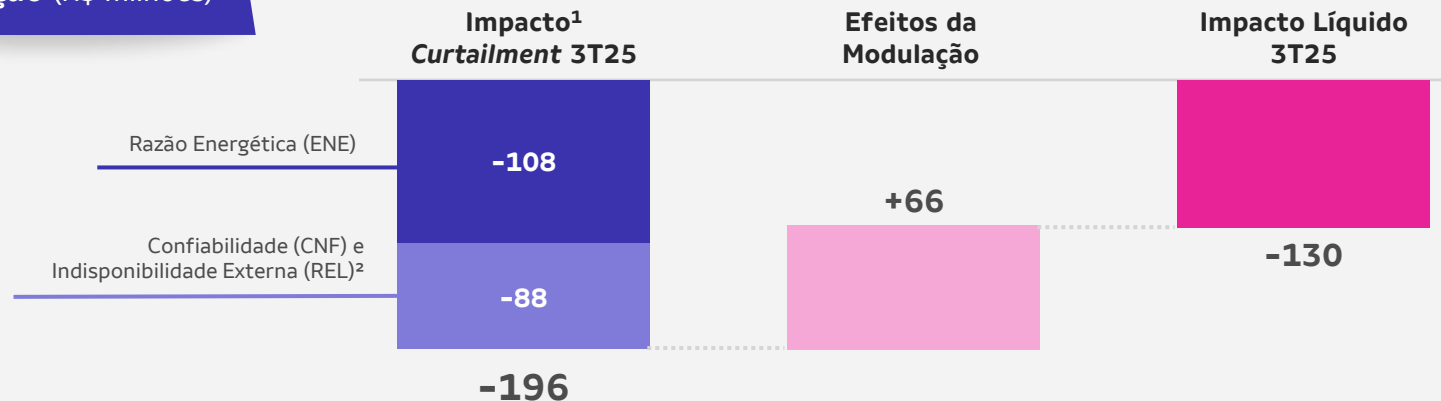
Perfil Médio Diário | Auren 3T25



Ganhos com Modulação

+R\$ 66 MM no 3T25
+R\$ 124 MM no 9M25

Curtailment e Modulação (R\$ milhões)



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

Agenda

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

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

No 3T25, a principal movimentações do balanço energético da Companhia foi a incorporação de **36 MW médios de autoprodução** no volume ACL vendido (Jaíba) após cumprimento das condições precedentes do contrato

Nível de Contratação
do Portfólio Consolidado

97%

94%

87%

84%

68%

63%

Nível de contratação
do Portfólio de Geração

95%

89%





83%

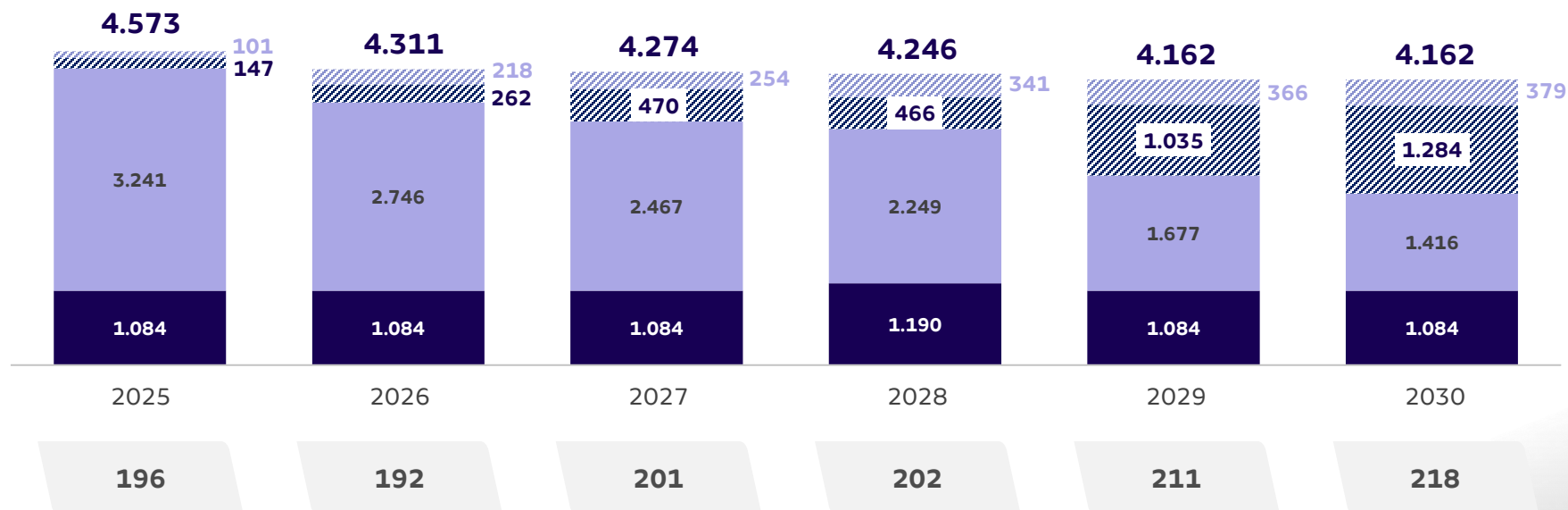
81%

66%

60%

Balanço Energético
de Geração¹ (MWm)

-  Energia Incentivada Descontratada
-  Energia Convencional Descontratada
-  Requisito (Energia Contratada no ACL)
-  Requisito (Energia Contratada no ACR)



1 – Inclui ativos próprios e 50% da garantia física da Tucano Holding III, joint venture entre a Auren Participações e a Unipar Carbocloro. As garantias físicas são líquidas de perdas na rede básica para todos os anos e líquidas de GSF apenas para o período já realizado (9M25); 2 – Preço antes de impostos, data de referência: set/25.

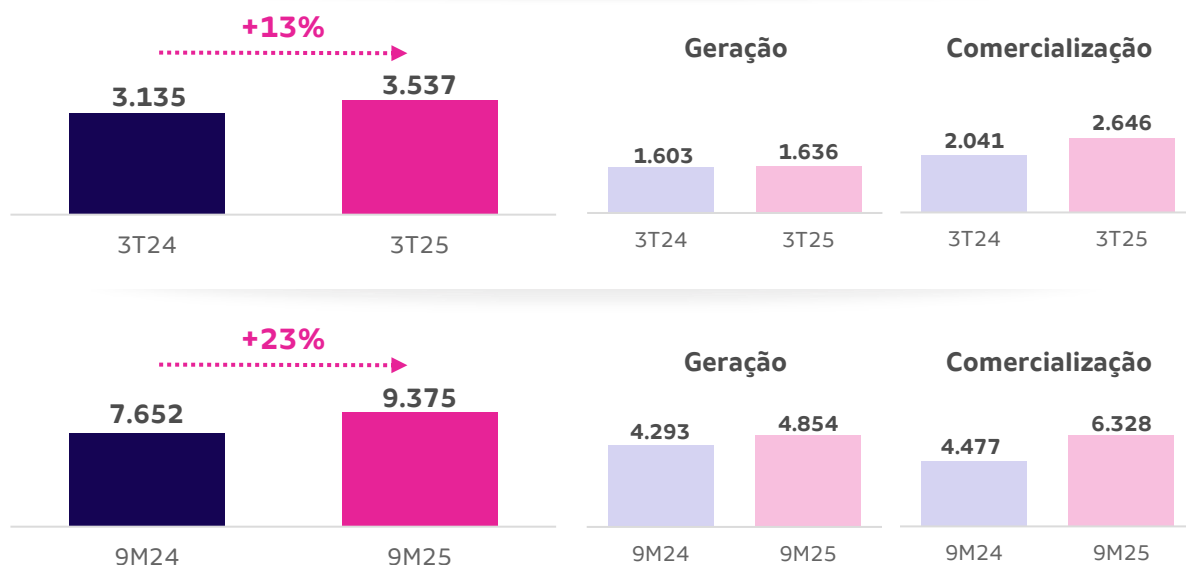
Agenda

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

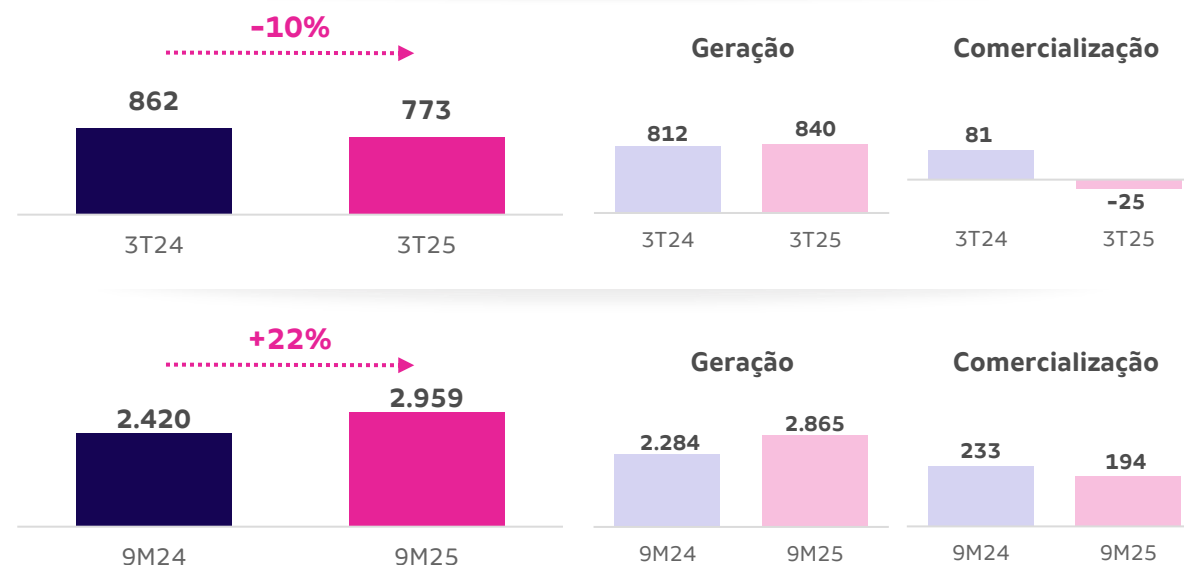
...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

EBITDA Ajustado de R\$ 773 milhões no 3T25, uma redução de 10% vs. o 3T24 em função dos efeitos negativos do *curtailment* e GSF no trimestre, parcialmente compensados pelo *ramp-up* dos ativos que entraram em operação em 2024 e pelas sinergias da integração

Receita Líquida (R\$ milhões)



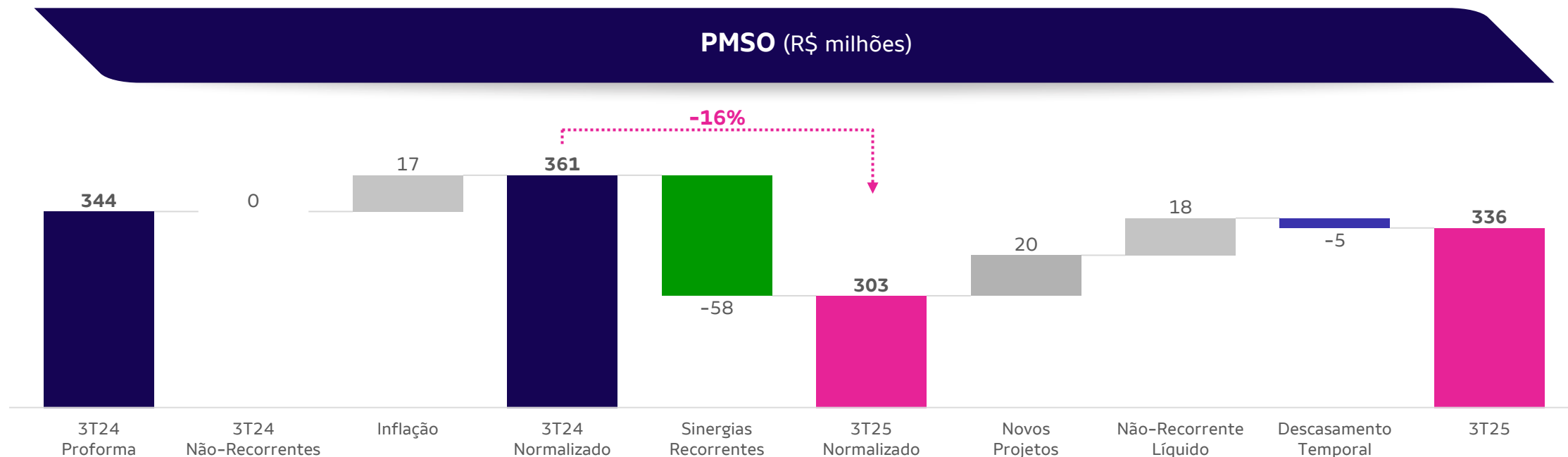
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



- **Geração:** crescimento da receita e EBITDA impulsionado pela conclusão do *ramp-up* de **Jaíba, Tucano e Cajuína** em 2024, pela **cessão de contrato de longo** prazo à comercializadora, pelo **reajuste** dos contratos regulados e pelos **ganhos com modulação horária**. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo **aumento da provisão** ligada à frustração de geração no mercado regulado, reflexo do **maior curtailment**, e pela **compra de energia** a **preços mais altos** para cobrir a exposição *short* gerada pelo *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** de longo prazo da geração para a comercialização teve um **impacto negativo de R\$ 49 milhões** no trimestre.
- **Dividendos das Participações Minoritárias:** **R\$ 99 milhões** integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas.
- **Redução do PMSO:** **redução de R\$ 58 milhões** no trimestre com a captura de sinergias recorrentes.

...: Desempenho Financeiro – Sinergias de PMSO

R\$ 58 milhões em sinergias capturadas no 3T25 e **R\$ 212 milhões desde a aquisição da AES Brasil**, em linha com os **R\$ 250 milhões em sinergias anuais** mencionadas – mais que 2x o montante anunciado no anúncio da transação



Sinergias recorrentes:

- **Despesas de Pessoal:** sinergia alcançada com o processo de integração entre Auren e AES Brasil;
- **Despesas com Materiais, Serviços e Outros:** 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 ao início das operações de Jaíba, além das operações de Esfera e Way2.

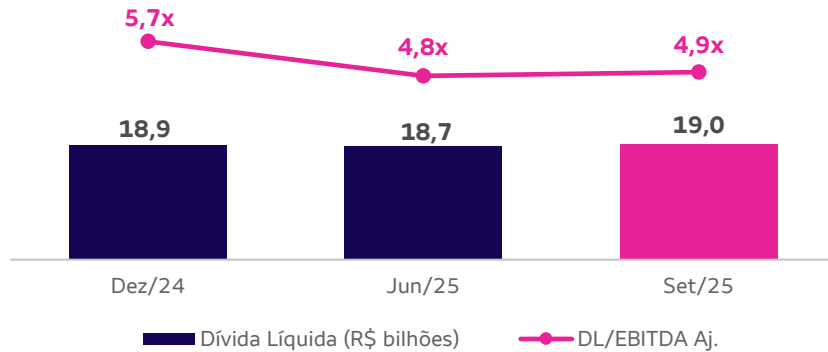
Não-Recorrente Líquido: gastos relacionados à integração, como consultorias, auditorias e honorários, além da desmobilização de pessoas e indenizações.

Descasamento Temporal: descasamento temporal de despesas entre trimestres.

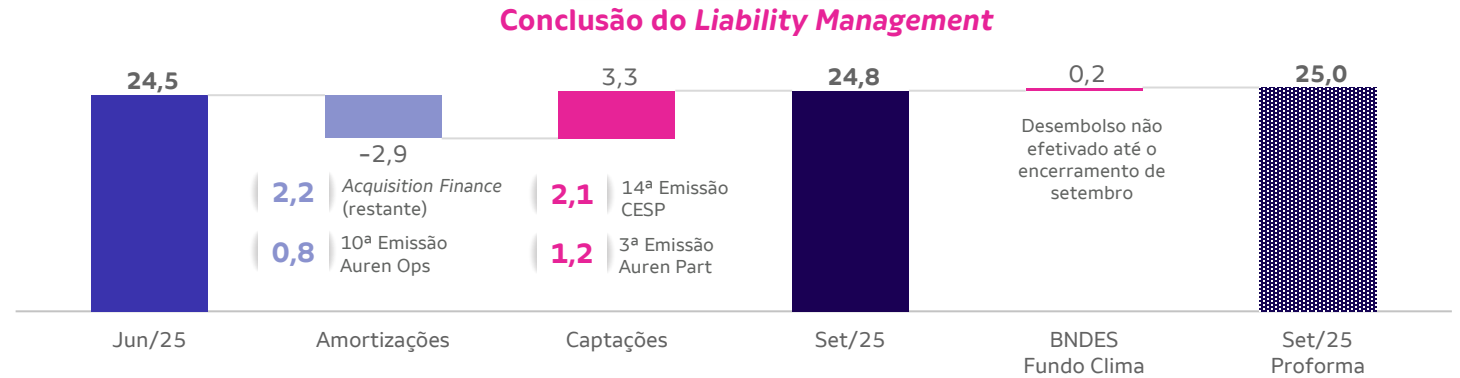
...: Desempenho Financeiro – Gestão Eficiente da Estrutura de Capital

Alavancagem estável em relação ao 2T25, reforçando a capacidade da Auren em executar sua **agenda estratégica** sem comprometer sua **estrutura de capital**

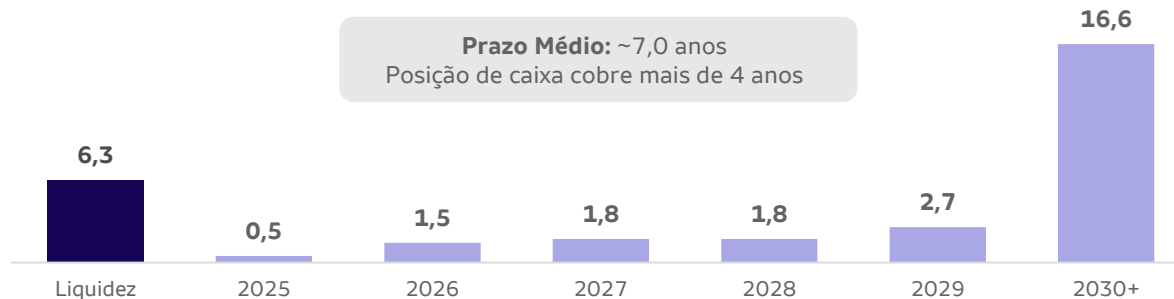
Evolução da Alavancagem



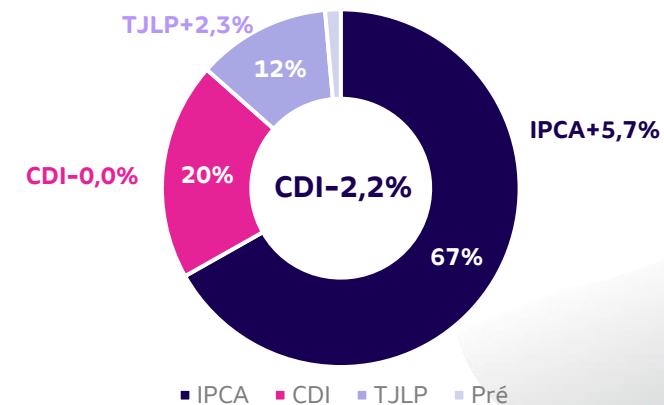
Movimentação da Dívida Bruta Proforma¹ (R\$ bilhões)



Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma¹ (R\$ bilhões)



Perfil da Dívida Líquida Proforma¹



AAA
Auren Energia e Subsidiárias

FitchRatings

MOODY'S RATINGS

Agenda

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

...: Reestruturação Societária

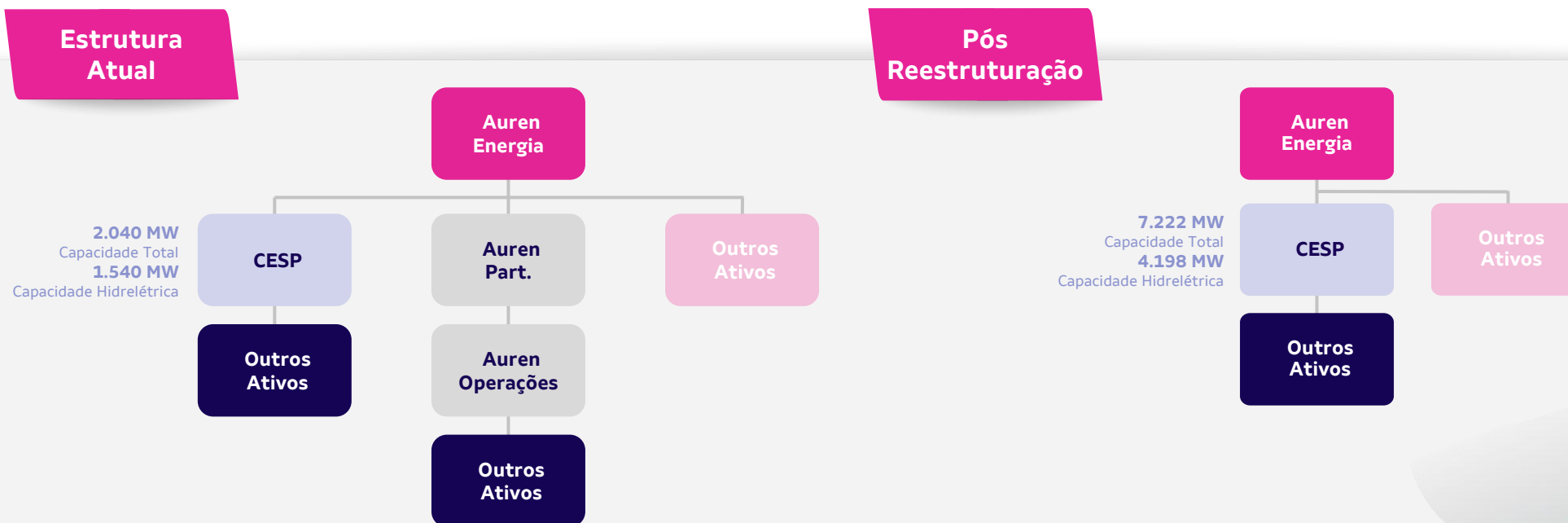
A potencial reorganização encontra-se em fase de estudo, estando sujeita à conclusão das análises internas, à aprovação do Conselho de Administração e à obtenção das anuências necessárias de credores e órgãos competentes, podendo sofrer alterações ao longo do processo

A Auren iniciou a reavaliação de sua estrutura societária

A Auren iniciou a reavaliação de sua atual estrutura societária com o objetivo de torná-la **mais simples, eficiente e adequada à nova escala da Companhia**. Como **primeiro passo** deste processo, a Auren iniciou conversas com credores para **análise e potencial obtenção dos waivers** aplicáveis.

Os **principais benefícios** da reestruturação são:

- Concentração dos ativos hidrelétricos em um único veículo;
- Redução do número de companhias de capital aberto;
- Aumento da eficiência na gestão de caixa e na alocação do passivo financeiro da Companhia.



Agenda

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

...: Principais *Takeaways*

Cenário Regulatório: a MP 1.304, aprovada em outubro pelo Congresso e pendente de sanção presidencial, traz avanços relevantes para a Auren, ao viabilizar o reembolso do *curtailment* de confiabilidade, com impacto estimado em cerca de R\$ 250 milhões, e possibilitar a discussão do *curtailment* energético com o MME. O texto também estabelece os princípios para a possível renovação de concessões hidrelétricas.

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

Ativos Eólicos Rumo aos 95% de Disponibilidade: a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados mantém trajetória consistente de recuperação e deve atingir 95% em dezembro, um ano antes do cronograma anunciado.

R\$ 212 Milhões em Sinergias Capturadas desde Nov/24: captura de valor a partir das sinergias da integração com AES Brasil nas frentes de PMSO, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais anunciados.

Foco na Desalavancagem: 0,8x de redução da alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA) desde dezembro de 2024, atingindo 4,9x no 3T25 em função da forte agregação de EBITDA do período.

Indenização CESP: a ANEEL reconheceu R\$ 499 milhões em indenização dos investimentos não-depreciados relacionadas às UHEs Jaguari, Paraibuna, Jupiá e Ilha Solteira, considerando as datas-base das concessões. O fator de correção monetária, cronograma e a forma de pagamento serão posteriormente definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME).



Relações com Investidores



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br



3Q25

Results Presentation

NOVEMBER 2025

Legal 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.

Following the completion of the acquisition of AES Brasil Energia on October 31, 2024, and in order to support the market in analyzing the Company's results and facilitate the visualization and interpretation of the 3Q25 and 9M25 data, the figures related to the September 2024 Quarterly Financial Information are presented on an unaudited pro forma basis, considering the combined operations of AES Energia and the Company as of January 1, 2024, exclusively for comparative purposes. Accordingly, the accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., disclosed in the September 2024 Quarterly Financial Information, were consolidated by summing the values of both companies and eliminating intercompany transactions. In addition, certain line items in the income statement (P&L) were reclassified to enhance comparability and improve presentation.

Agenda

1. 3Q25 Highlights

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

...: 3Q25 Highlights

Auren reported **Adjusted EBITDA** of **R\$ 773 million** in 3Q25, reaching R\$ 3.0 billion in the first nine months of 2025 and **R\$ 3.8 billion over the last twelve months**

Conclusion of Integration and Synergy Capture

Auren successfully **completed the integration** of AES Brasil in **record time and with zero incidents**, accelerated the capture of synergies, consistently improved asset availability, and entered a **new phase focused on process optimization and continuous improvement**.

Operating Performance of the Company's Assets

Potential generation¹ from the wind assets remained **consistent with the P50 certification**, confirming the **resilience and quality of Auren's portfolio**. The challenging scenario in the SIN, with high curtailment levels and a low GSF, limited the Company's generation performance.

Conclusion of the Liability Management

The Company executed new funding transactions and completed the **prepayment of the acquisition finance and Auren Operações' 10th debenture issuance**, **extending the average debt maturity and reducing the average cost** of debt to CDI-2.2%. **Leverage decreased by 0.8x** since 4Q24 and remained stable compared to 2Q25, reaching 4.9x Net Debt/EBITDA.

Modulation Gains Mitigated Curtailment Impacts

Curtailment above expectations was the main detractor in the quarter, with a negative impact of R\$ 196 million. Part of this effect was mitigated by **R\$ 66 million in modulation gains**, which **reduced the net curtailment impact** to R\$ 130 million.

Approval of Compensation for CESP's Prudent Investments

ANEEL approved **the compensation of the non-depreciated investments** made by CESP over the course of the concession periods of the Jupia, Ilha Solteira, Jaguari, and Paraibuna hydro plants, totaling **R\$ 499 million** as of the concession contract termination date.

Approval of MP 1,304

MP 1,304, approved by Congress and pending presidential sanction, allows for the **reimbursement of reliability-related curtailment** (~50% of Auren's total) and enables **progress in discussions with the MME regarding energy curtailment**. The text also sets out the principles for the potential **renewal of hydro concessions**.

Agenda

1. 3Q25 Highlights

2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

5. Financial Performance

6. Corporate Structure

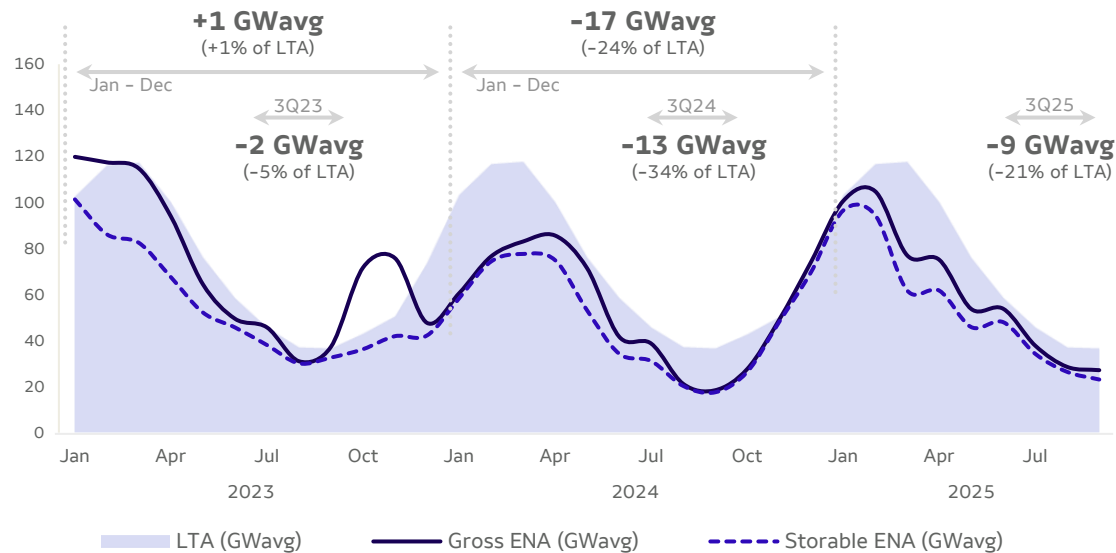
7. Closing Remarks

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

In 3Q25, **temperatures were below the historical average**, influenced by polar air masses in the South and Southeast/Midwest regions, in **contrast to 2024**, when **above-average temperatures prevailed** across the country

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

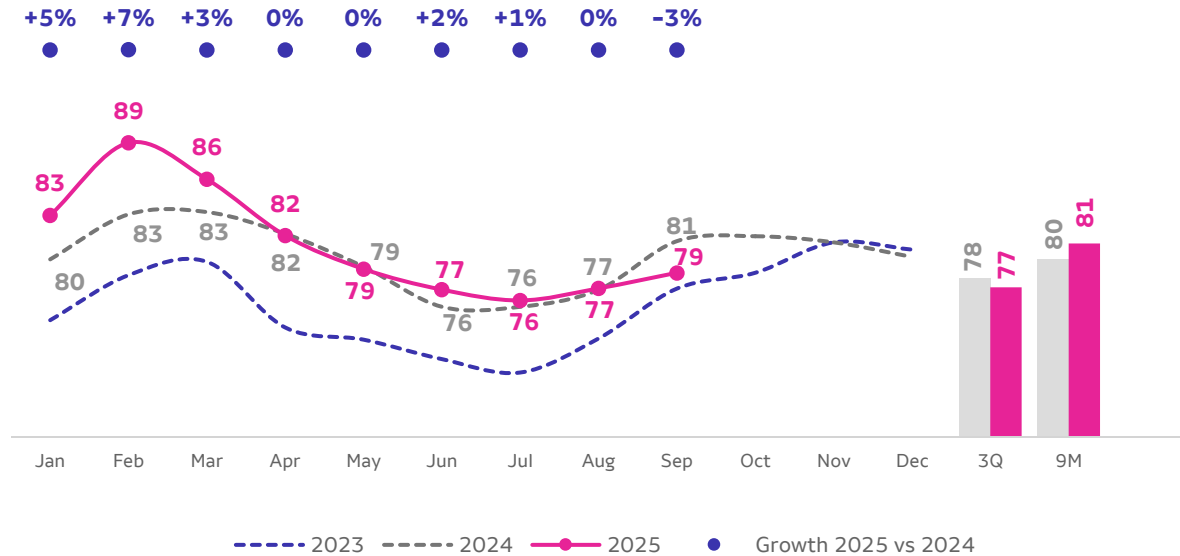
Source: ONS



- The **Gross ENA** of the SIN totaled 79% of the LTA in 3Q25, 13 p.p. higher than in 3Q24.

Energy Demand¹ (SIN, GWavg)

Source: ONS



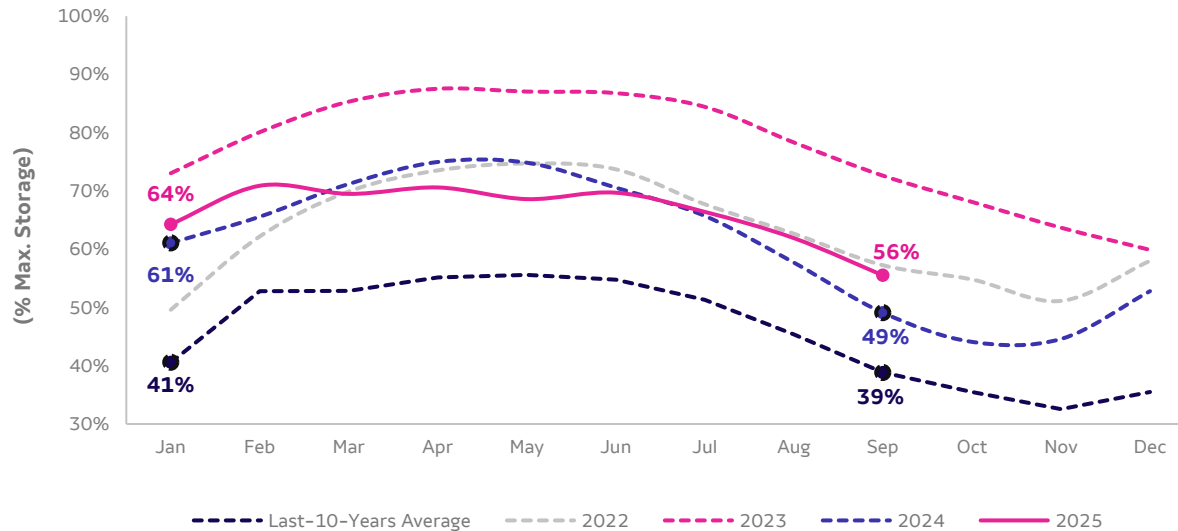
- Lower temperatures** impacted demand in the quarter, with SIN's total load reaching 77 GWavg in 3Q25, a 4% reduction (3 GWavg) compared to forecasts².
- Compared to 3Q24, load showed a **1% decrease** (1 GWavg). In relation to 2Q25, a **2% reduction** (2 GWavg) was recorded.

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

The increased medium- and long-term risk aversion parameters and the adoption of the hybrid Newave model, combined with **higher ENA** in the quarter, led **reservoir storage levels to reach 56%** at the end of 3Q25

Equivalent Reservoir Level (SIN)

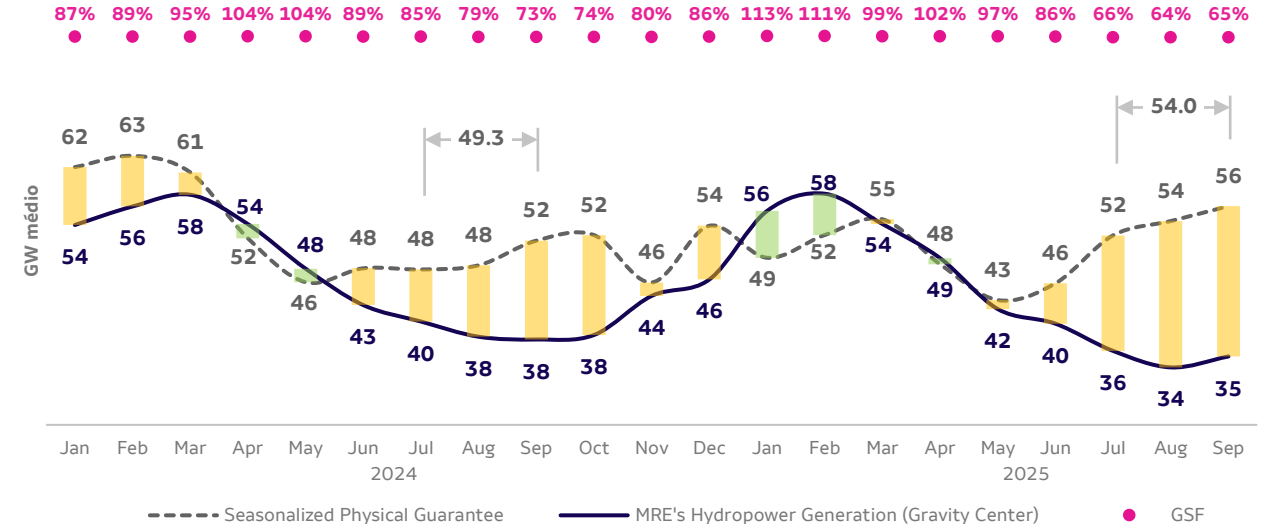
Source: ONS



- **Reservoir levels** reached **56% of maximum capacity** by the end of 3Q25, 17 p.p. above the last-10-years average and 6 p.p. higher than in the same period of 2024.
- Compared to the rest of the year, reservoir levels declined in 3Q25, in line with the **seasonality of the dry period**.

Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)

Source: CCEE



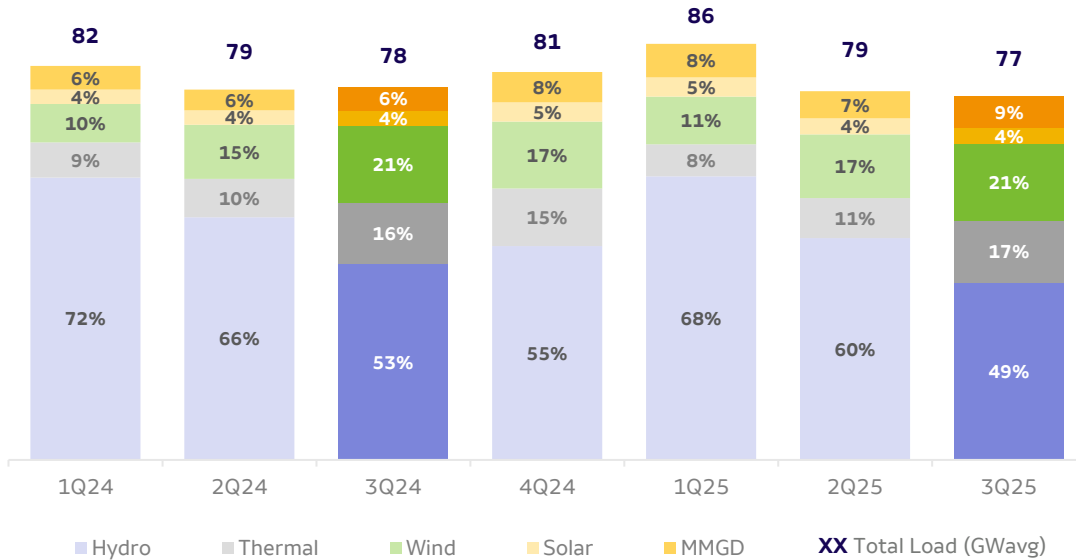
- **GSF was 65% in 3Q25 vs. 79% in 3Q24**, explained by: (i) **the contraction in SIN demand**, (ii) **evolution of the energy mix** with new inflexible thermal capacity and Distributed Mini and Microgeneration (MMGD), (iii) **higher wind generation**, (iv) **higher thermal dispatch**, and (v) **higher volume of energy allocated by the MRE** (54.0 GWavg vs 49.3 GWavg).
- **As in 2Q25, 3Q25 was also impacted by low temperatures and demand below ONS forecasts.** However, the GSF was less pronounced than in 2Q25 due to the seasonality of the hydro source.

...: Energy Mix Evolution and Price Volatility

Hydropower's share in meeting energy demand decreased by 4 p.p., influenced by the **expansion of MMGD**, new **inflexible thermal capacity**, and the **increase in short-term prices** driven by the adoption of the hybrid Newave model

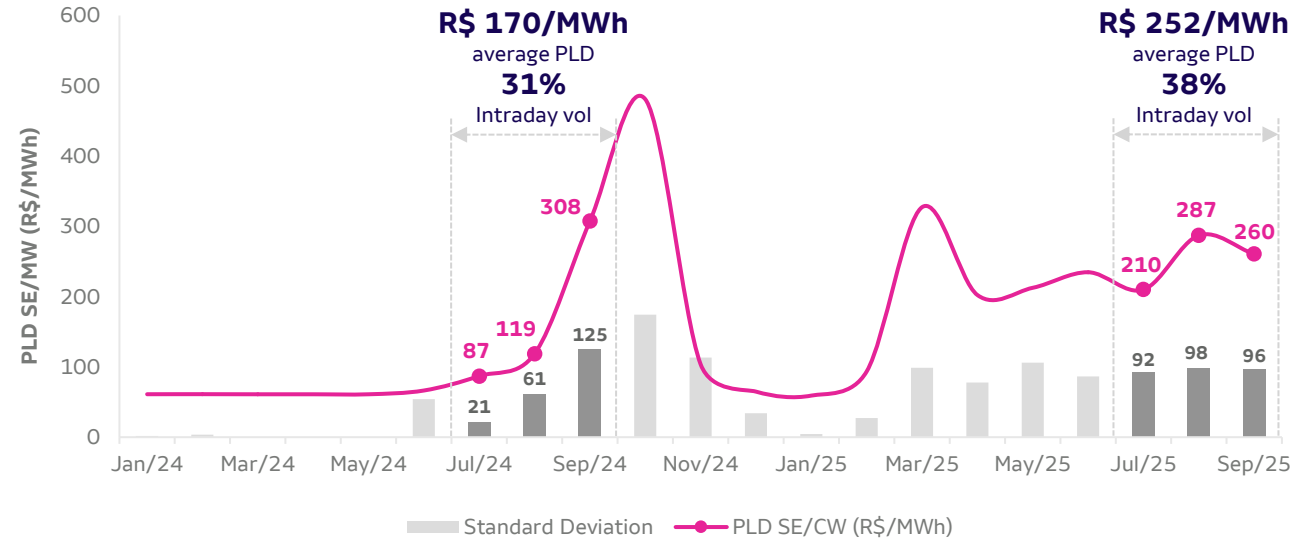
Energy Supply by Source (SIN)

Source: ONS



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

Source: ONS and CCEE



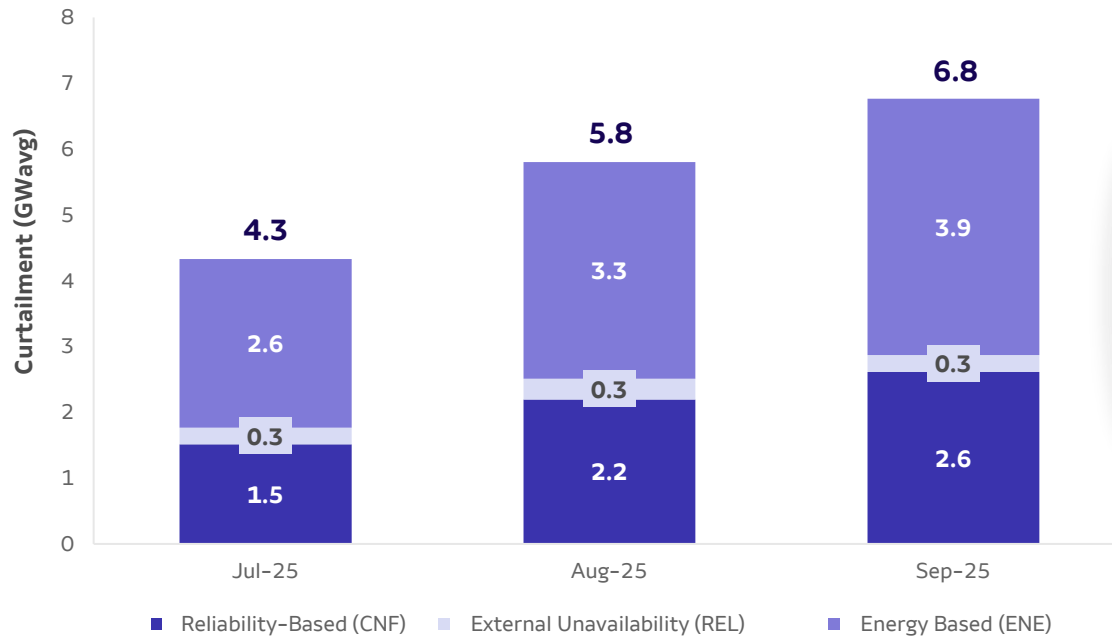
- The persistence of **high price levels** during 3Q25, even with **higher reservoir storage** and more **favorable hydrological conditions** compared to the previous year, **highlights the impact of the new risk aversion parameters introduced in the price formation model chain**.
- Even with higher average PLD levels (R\$ 252/MWh in 3Q25 for the SE/CO region vs. R\$ 170/MWh in 3Q24), the quarter showed a **smaller energy price spread** among the submarkets. This convergence reflects the **increased supply during midday hours** in the SE/MW region, driven by the **growth of MMGD** and the **expansion of interregional transmission capacity**.

...: Curtailment

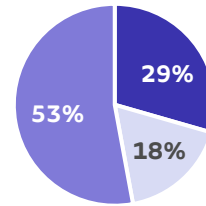
According to ONS, **curtailment over total SIN generation** in 3Q25 reached **21% for wind** and **33% for the solar source**

Wind and Solar Curtailment 3Q25 (SIN, GWavg)

Source: ONS e CCEE



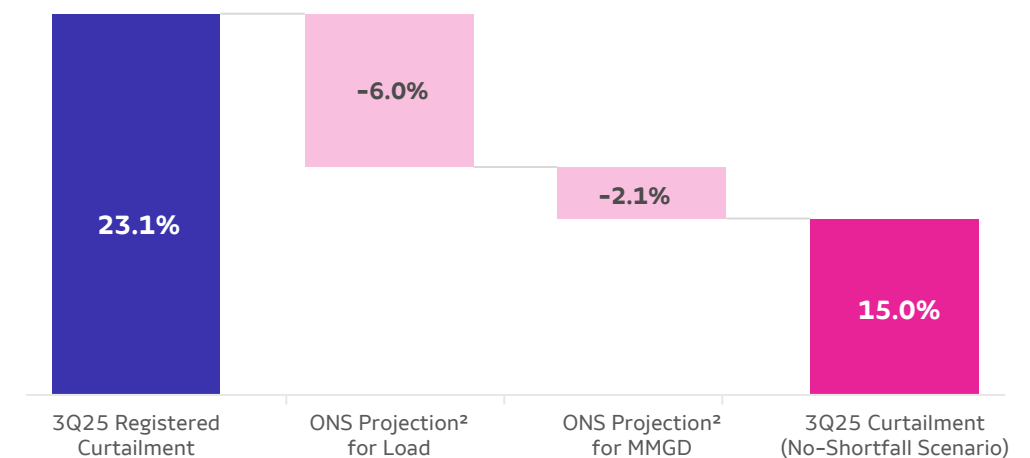
3Q25 Curtailment Breakdown



Curtailment – Sensitivity¹ vs. Projection² (SIN, GWavg)

Source: ONS e CCEE

The **deviation from the load assumption** (–3 GWavg) and the **growth of MMGD** (+0.8 GWavg) compared to ONS projections account for 8.1 p.p. of the period's curtailment



- The generation restriction in 3Q25 reflected a **combination of lower demand and higher energy supply**, driven by reduced power consumption in the SIN, strong wind conditions in the Northeast, increased participation of MMGD in Brazil's energy mix, the start-up of inflexible thermal generation, and higher thermal dispatch by merit order due to elevated prices under the new hybrid Newave pricing model.

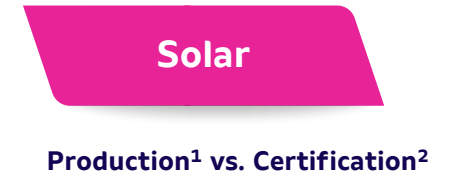
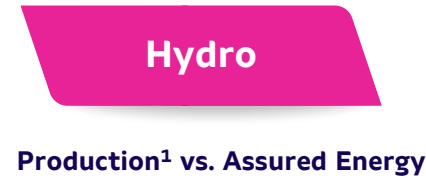
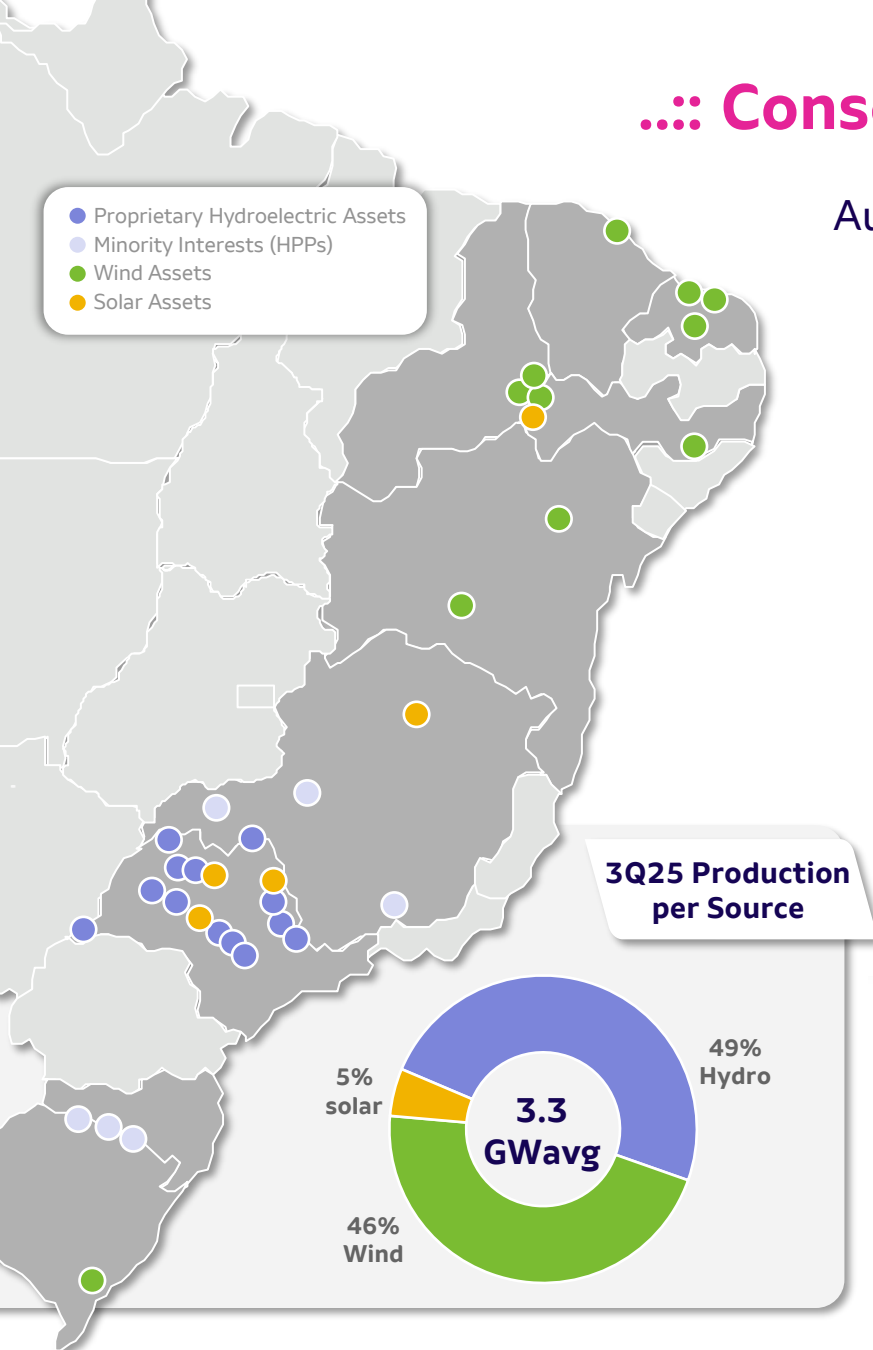
Agenda

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



... Consolidated Operational Performance

Auren's proprietary asset generation reached **3.3 GWavg**, in line with 3Q24



..... Firm Energy P50 P90 ■ Production¹ ▨ Potential Production³

- **Reduction of 4%** in dispatch vs. 3Q24
- **Availability⁴ of 95%** vs. ANEEL⁵ reference of 93%

- **Availability of 95%** in 3Q25 vs. 93% in 3Q24
- **Production¹ at 87%** of P90
- **Potential production at 98%** of P50

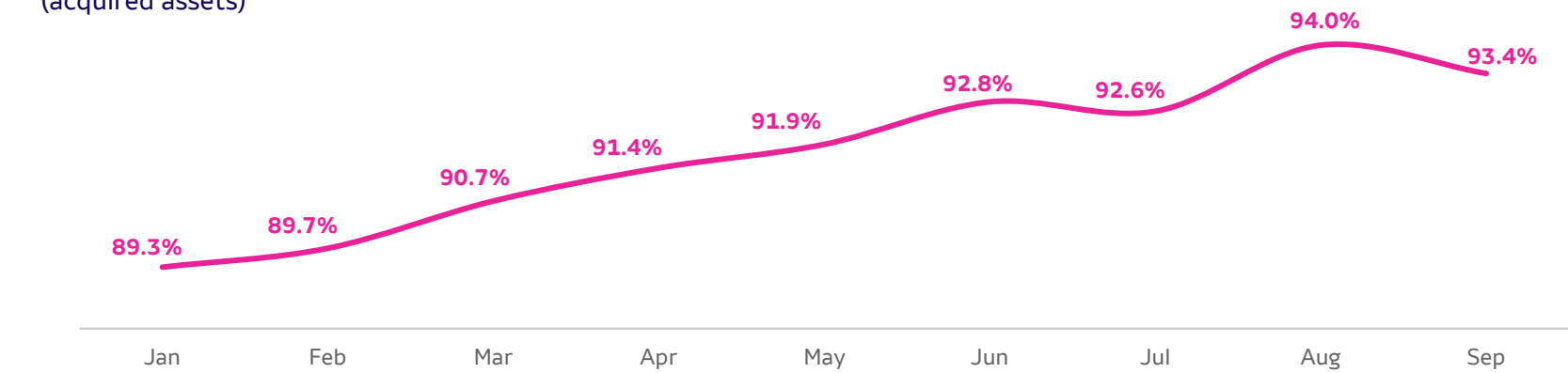
- **Availability of 99%** in 3Q25 vs. 98% in 3Q24
- **Production¹ at 71%** of P90
- **Potential production at 99%** of P50

1 – Considers energy production plus generation restrictions due to the External Unavailability Ratio (REL) eligible for reimbursement; 2 – Lower certifications in 2024 due to the ramp-up of Sol do Jaíba; 3 – Considers the sum of total produced energy and total curtailment volume; 4 – Considers the Verified Availability Index – 60 months (IDv60), which measures a plant's actual availability to operate compared to its reference capacity over the past five years; 5 – Reference availability weighted by each plant's installed capacity.

...: Evolution of the Acquired Assets Availability

For **each percentage point increase** in consolidated average availability, there is an **increase of ~R\$ 20 million in equivalent revenue** per year

Monthly Evolution of Average Availability in 2025
(acquired assets)



Tucano

Tucano continued its availability recovery trend following **structural inspections** and the **replacement of fast shafts**

Mandacaru

Availability was affected by repairs related to **blade root looseness**, with the gradual return of idle wind turbines throughout the quarter

Cassino

The transition of the O&M model **increased the number of end-of-contract inspections** in September, temporarily impacting availability during the quarter

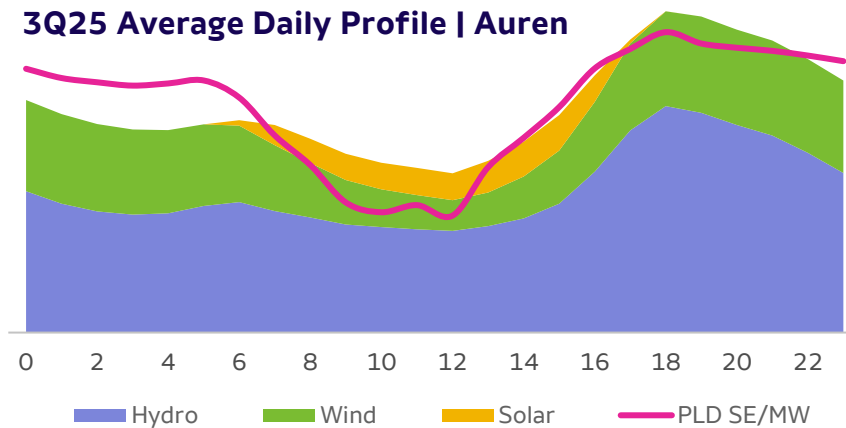
Even with fluctuations in July and September, the **recovery trajectory** remains on **track to reach 95% by December, one year ahead of the target** set during due diligence



...: Systemic Effects on the Portfolio

Our **generation portfolio** comprises sources with **complementary annual and hourly generation profiles**, mitigating attribute-related risks and creating a **resilient portfolio**

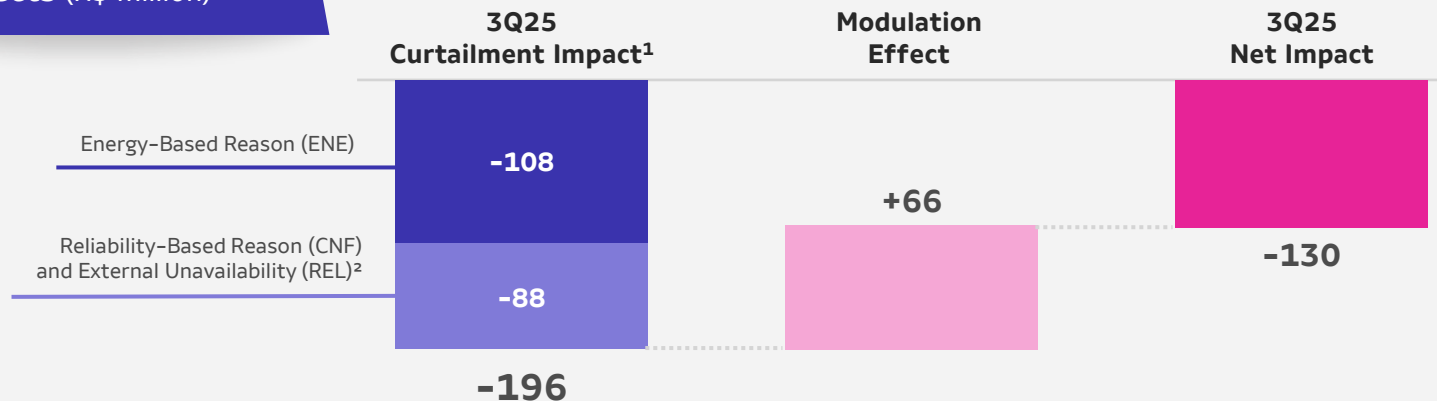
3Q25 Average Daily Profile | Auren



Modulation Gains

+R\$ 66 MM in 3Q25
+R\$ 124 MM in 9M25

Modulation and Curtailment Effects (R\$ million)



1 – Net of the reimbursable portion related to generation cuts due to External Unavailability (REL) eligible for reimbursement; 2 – Amount corresponding to REL curtailment below the deductible threshold.



Agenda

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

...: Energy Balance – Integrated Portfolio Management

In 3Q25, the main change in the Company's energy balance was the addition of **36 MWavg of self-production** to the ACL sold volume (Jaíba), following the fulfillment of the contract's precedent conditions

Consolidated Portfolio
Contracting Level

97%

94%

87%

84%

68%

63%

Consolidated Generation
Portfolio Contracting Level

95%

89%

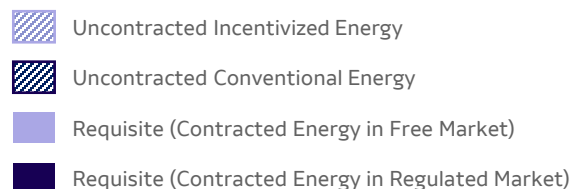
83%

81%

66%

60%

Generation Energy
Balance¹ (MWavg)



4,573

101
147

3,241

1,084

2025

4,311

218
262

2,746

1,084

2026

4,274

470
254

2,467

1,084

2027

4,246

466
341

2,249

1,190

2028

4,162

1,035
366

1,677

1,084

2029

4,162

1,284
379

1,416

1,084

2030

Average Sales Price²
Generation (R\$/MWh)

196

192

201

202

211

218

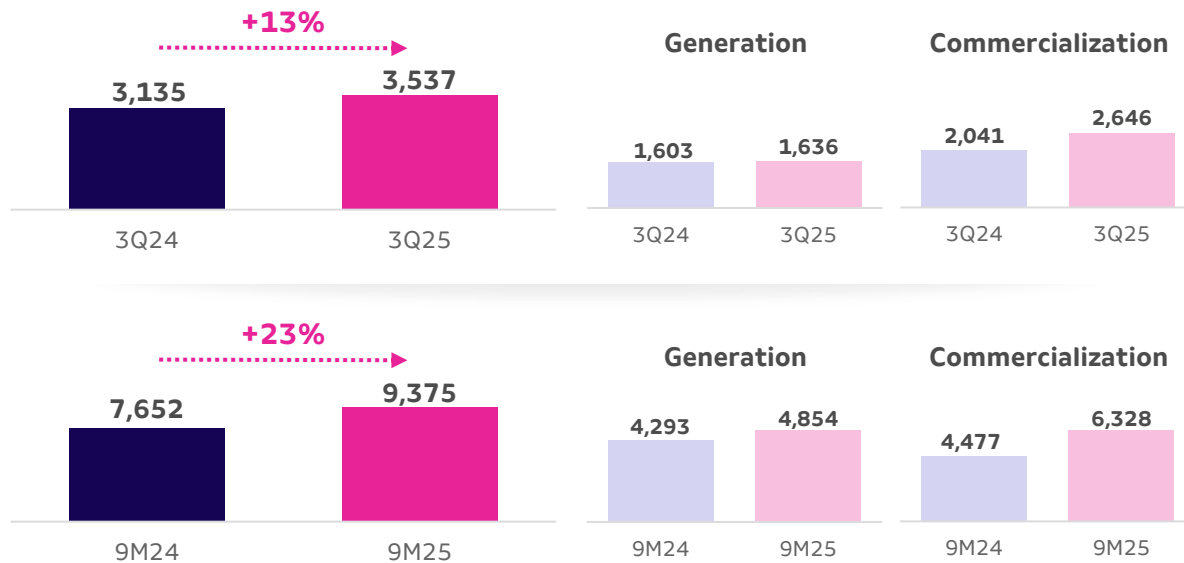
Agenda

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

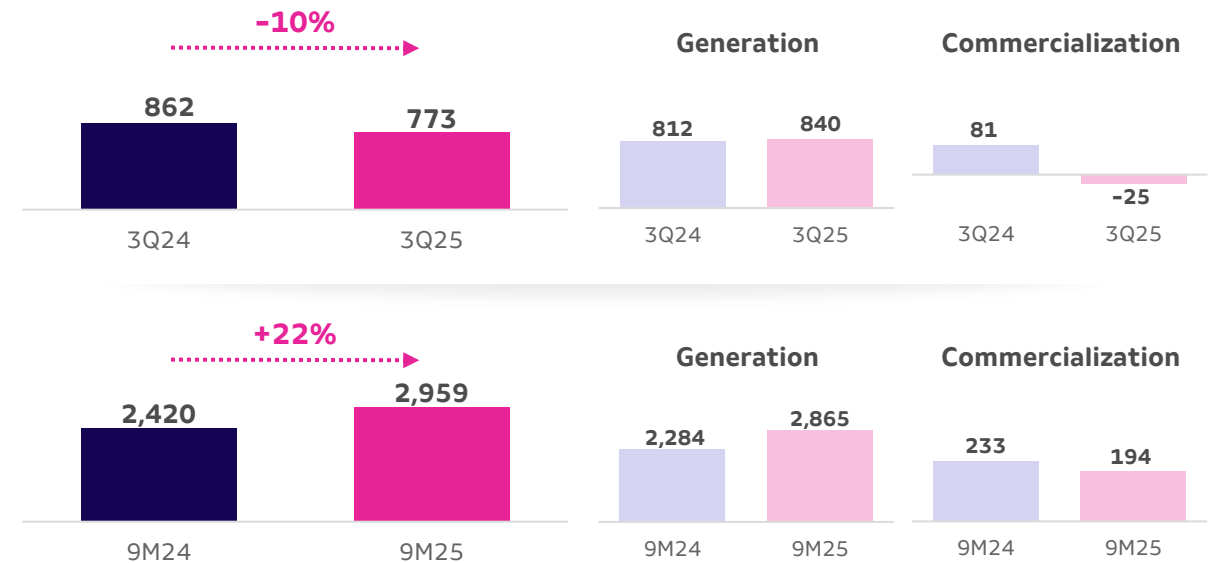
...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Adjusted EBITDA of R\$ 773 million in 3Q25, a 10% decrease vs. 3Q24, due to the negative effects of curtailment and GSF, partially offset by the ramp-up of assets that began operations in 2024 and by integration synergies

Net Revenue (R\$ million)



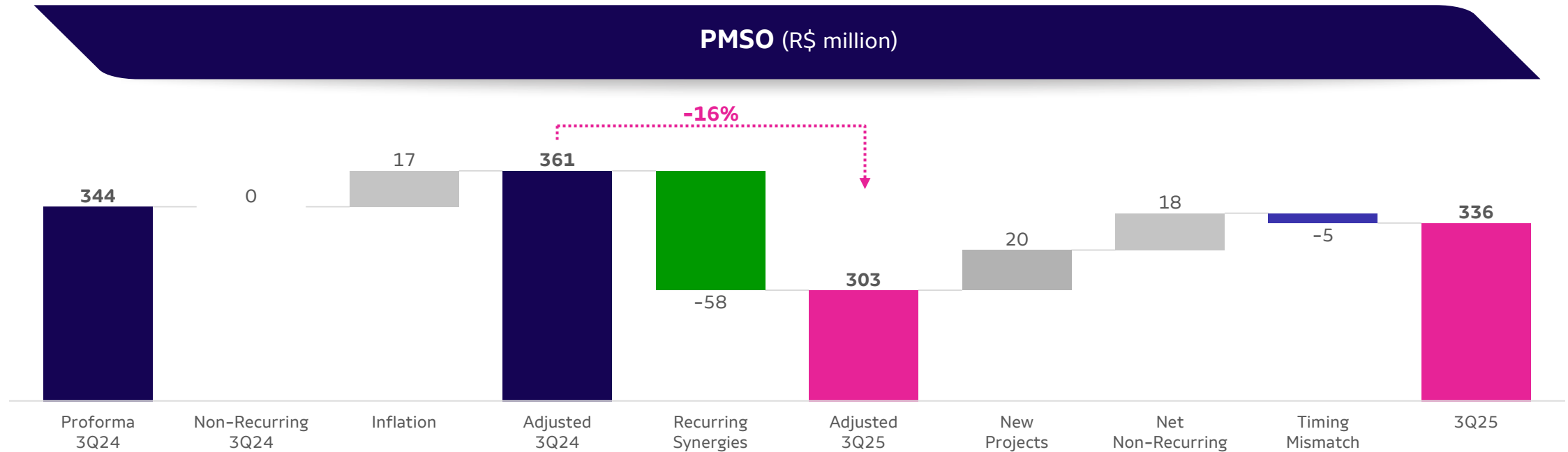
Adjusted EBITDA (R\$ million)



- **Production:** increase in revenue and EBITDA driven by the completion of the ramp-up of **Jaíba**, **Tucano**, and **Cajuína** in 2024; the **assignment of a long-term contract** to the trading arm; the **adjustment** of regulated contracts; and **gains from hourly modulation**. These effects were partially offset by **higher provisions** related to energy production shortfalls in the regulated market, reflecting **increased curtailment**, and by **energy purchases at higher prices** to cover the short exposure resulting from 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 long-term generation contract** to the trading segment had a **negative impact of R\$ 49 million** in the quarter.
- **Dividends from Minority Interests:** **R\$ 99 million** fully associated with minority stakes in the hydropower plants.
- **PMSO Reduction:** **reduction of R\$ 58 million** in the quarter with the capture of recurring synergies.

...: Financial Performance – PMSO Synergies

R\$ 58 million in synergies were captured in 3Q25 and **R\$ 212 million since the acquisition of AES Brasil**, in line with the **R\$ 250 million in annual synergies** mentioned – more than twice the amount announced at the time of the transaction



Recurring Synergies:

- **Personnel Expenses:** synergy achieved through the integration process between Auren and AES Brasil;
- **Expenses with Materials, Services and Others:** scope optimization initiatives capturing relevant gains in technology, insurance renegotiations, consulting, training, recruitment and selection optimization, as well as O&M contract renegotiations and optimizations.

New Projects: variation related to the start of operations at Jaíba, in addition to the Esfera and Way2 operations.

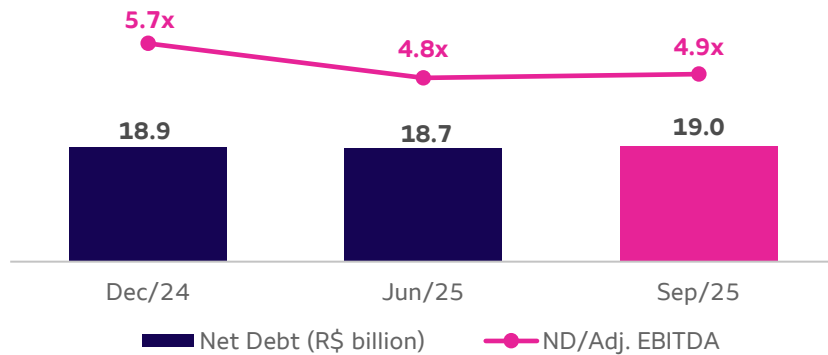
Net Non-Recurring: expenses related to integration, such as consulting, audits, and fees, as well as personnel demobilization and severance payments.

Timing Mismatch: timing mismatch of expenses between quarters.

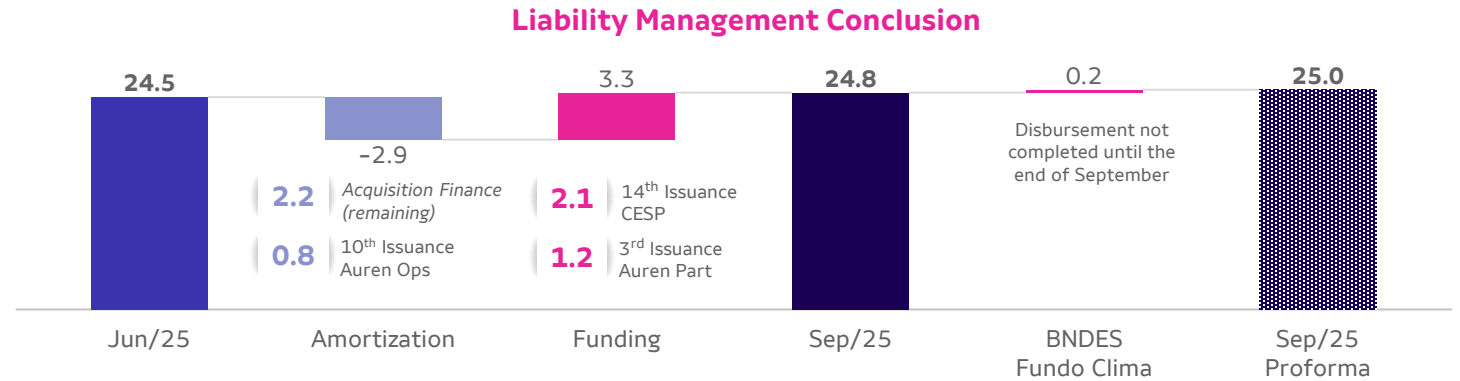
...: Financial Performance – Efficient Capital Structure Management

Leverage remained stable compared to 2Q25, reinforcing Auren's ability to execute its **strategic agenda** without compromising its **capital structure**

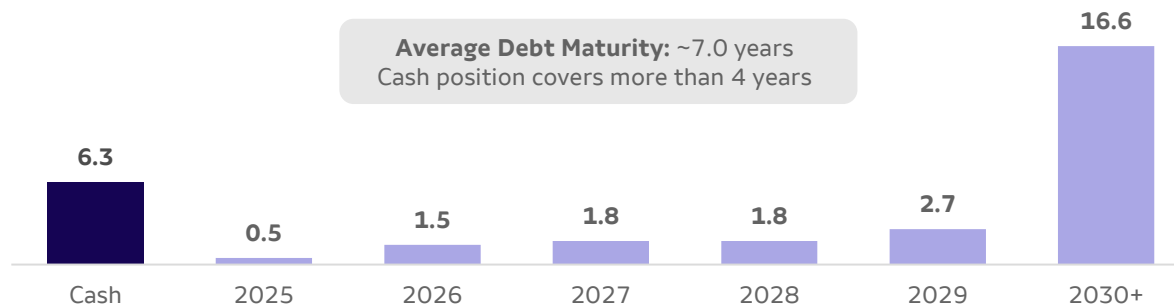
Leverage Evolution



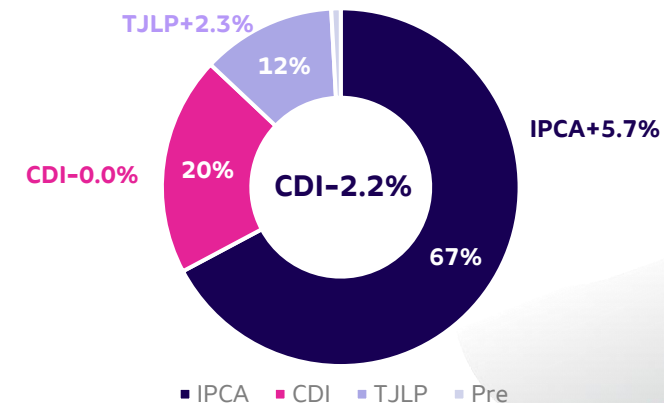
Pro Forma Gross Debt Movement¹ (R\$ billion)



Pro Forma Gross Debt Principal Amortization¹ (R\$ billion)



Pro Forma¹ Net Debt Profile



AAA
Auren Energia and Subsidiaries

FitchRatings

MOODY'S
RATINGS

Agenda

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

...: Corporate Reorganization

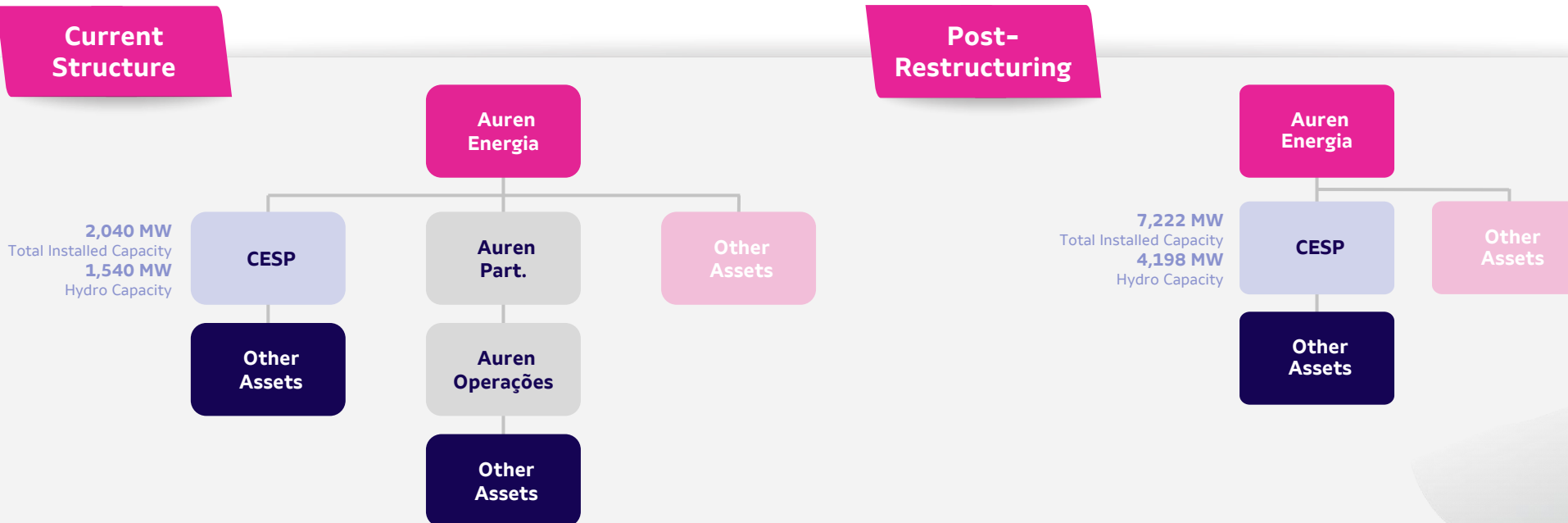
The potential reorganization is currently under evaluation and remains subject to the completion of internal analyses, approval by the Board of Directors, and the necessary consents from creditors and regulatory authorities, and may be adjusted as the process evolves.

Auren has initiated the reassessment of its corporate structure

Auren has initiated the reassessment of its current corporate structure, aiming to make it **simpler, more efficient**, and **consistent with the Company's new scale**. As a **first step** in this process, Auren has started discussions with its creditors to **analyze** and **potentially obtain the applicable waivers**.

Main benefits of the restructuring:

- Concentration of hydro assets under a single vehicle;
- Reduction in the number of publicly traded companies;
- Increased efficiency in cash management and in the allocation of the Company's financial liabilities.



Agenda

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

...: Key Takeaways

Regulatory Environment: the MP 1,304, approved by Congress in October and pending presidential sanction, represents a relevant milestone for Auren, enabling reimbursement of reliability-based curtailment (estimated impact of around R\$ 250 million) and opening discussions on energy-based curtailment with the MME. The text also sets the principles for a potential renewal of hydro concessions.

Integration Conclusion: focus on strategic priorities since the acquisition of AES Brasil enabled Auren to conclude the integration in record time and without setbacks. With this phase completed, the Company now advances in a continuous improvement and optimization agenda, reinforcing its commitment to agility and efficiency.

Wind Assets Reaching 95% Availability: the availability of the acquired wind assets continues a consistent recovery path and is expected to reach 95% by December, one year ahead of the initial schedule.

R\$ 212 Million in Synergies Captured Since Nov/24: value capture from integration synergies with AES Brasil across PMSO fronts, in line with the R\$ 250 million annual synergy capture announced.

Focus on Deleveraging: Leverage (Net Debt/EBITDA) decreased by 0.8x since December 2024, reaching 4.9x in 3Q25, supported by the strong EBITDA performance in the period.

CESP Compensation: ANEEL recognized R\$ 499 million as compensation for non-depreciated investments related to the Jaguari, Paraibuna, Jupia, and Ilha Solteira HPPs, based on the concession reference dates. The correction factor, payment schedule, and methodology will be defined by the MME.



Investor Relations



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br