

# Apresentação de Resultados **1T26**

MAIO 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.

# Agenda

## 1. Destaques 1T26

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

## ...: Destaques 1T26

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 926 milhões no 1T26**, com destaque para os **ganhos de modulação compensando integralmente o efeito do *curtailment*** no período

### Resiliência do Portfólio

No 1T26, a Auren capturou **R\$ 97 milhões em ganhos com modulação**, resultado 5x superior ao registrado no 1T25, **neutralizando integralmente o impacto do *curtailment*** (R\$ 86 milhões) e reforçando a **resiliência do portfólio** em um cenário mais volátil.

### Avanço na Reorganização Societária

**Aprovação da fase 1 da reorganização societária** (incorporação da Auren Participações pela Auren Operações), cujo objetivo final é **concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo, simplificar a estrutura societária e aumentar a eficiência na gestão de caixa e endividamento.**

### Eficiência na Gestão do PMSO

O PMSO recorrente **cresceu abaixo da inflação** do trimestre, refletindo o compromisso da Companhia com o **aprimoramento contínuo de processos e ganhos de eficiência**, mesmo após a **recente captura de sinergias** ao longo de 2025 (R\$ 279 milhões).

### EBITDA Ajustado

A Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 926 milhões** no 1T26, inferior em 23% vs. o 1T25, principalmente em decorrência do **menor resultado da comercializadora**, da **redução do recurso eólico e solar** e da **menor geração hidrelétrica** das usinas do MRE.

### Disciplina Financeira

**Redução de R\$ 135 milhões na dívida líquida** no 1T26, com a alavancagem encerrando o período em **5,2x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado**. A **trajetória de desalavancagem segue em linha com o planejado**, com estabilização esperada em 2026 e **redução mais acentuada a partir de 2027.**

### Construção de Cajuína 3

A construção Cajuína 3 (112,1 MW) segue **evoluindo em linha com o cronograma e o orçamento**, com **avanço físico aproximado de 72%**. O comissionamento está previsto para ocorrer ao longo do ano e a **operação comercial total é estimada para dezembro de 2026.**

# Agenda

1. Destaques 1T26

## 2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

5. Desempenho Financeiro

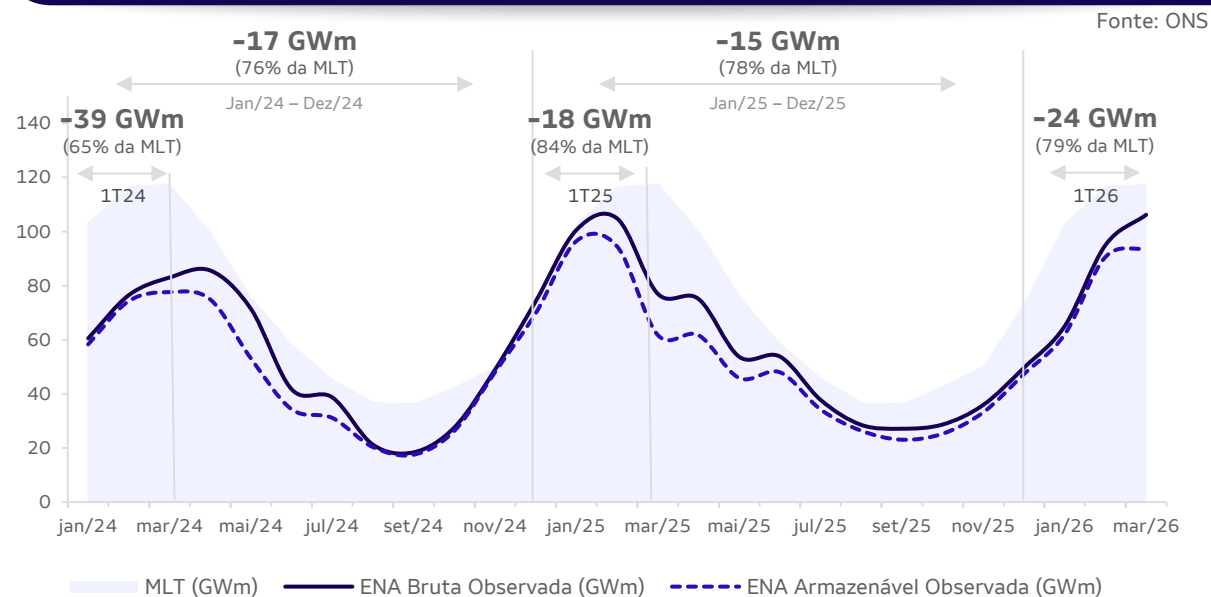
6. Estratégia Corporativa

7. Considerações Finais

## ...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional - SIN

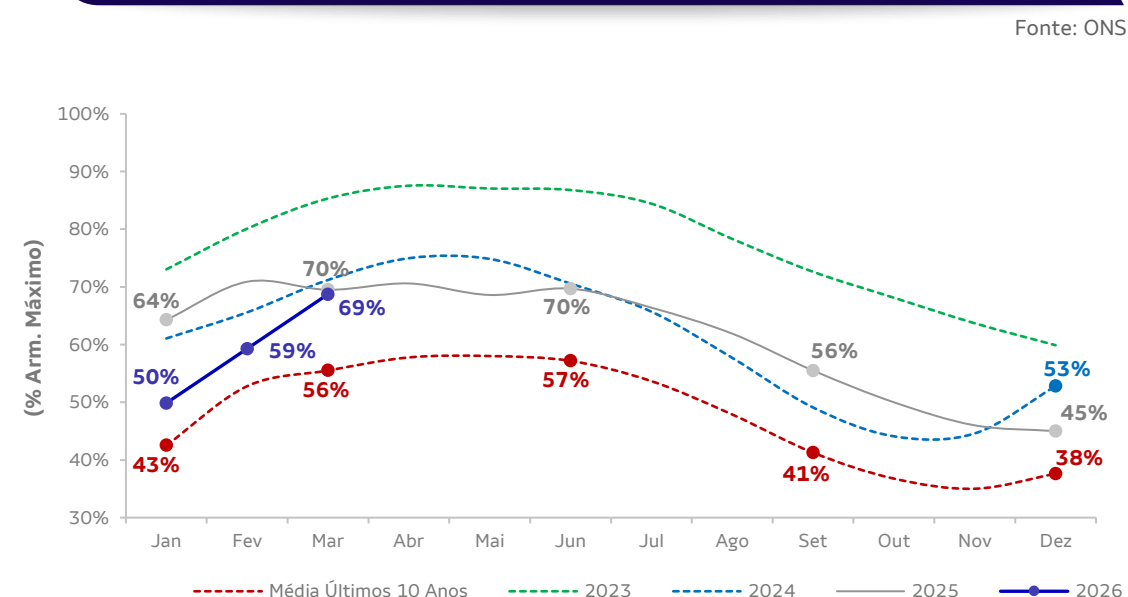
O período chuvoso começou com uma **ENA significativamente abaixo da MLT**, registrando melhora somente a partir de fevereiro de 2026

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



- O trimestre foi marcado pelo **início tardio do período úmido**, com um mês de **janeiro mais seco**, registrando uma ENA do SIN de 63% da MLT, porém houve uma **recuperação a partir de fevereiro** que registrou 82% da MLT e **março**, com **90% da MLT**
- A ENA média do SIN foi de **79% da MLT no 1T26**, desempenho 5 p.p. abaixo do observado no 1T25, mas com uma recuperação significativa de 11 p.p. frente aos **68% da MLT** no 4T25.

### Nível do Reservatório Equivalente (SIN)

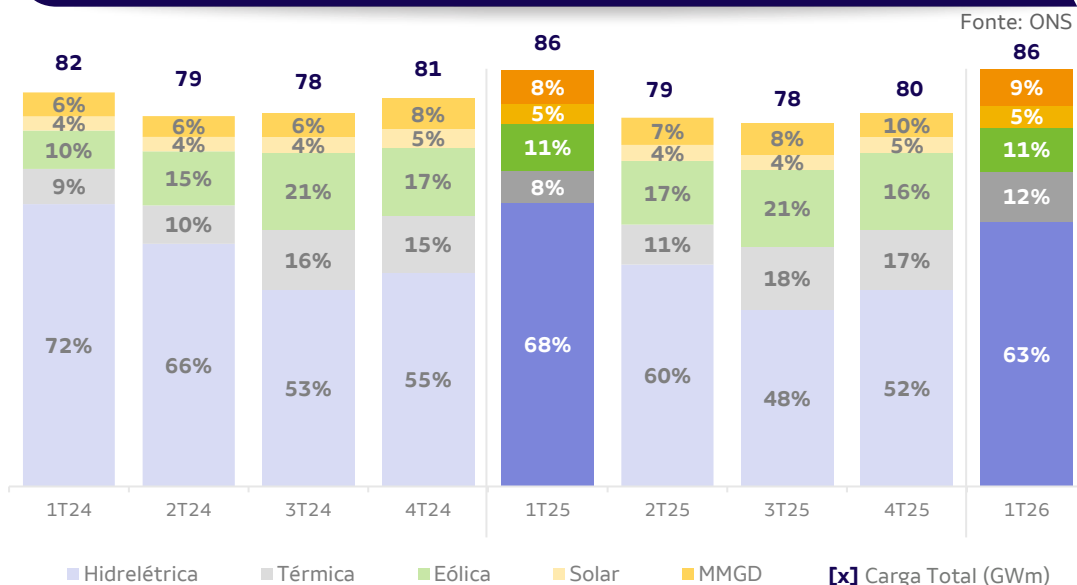


- Com o **aumento da vazão ao longo do trimestre**, houve a **recuperação do nível dos reservatórios**, partindo de **45%** da capacidade máxima ao fim do 4T25 para **69%** ao final do 1T26.
- O **nível dos reservatórios ao final do 1T26**, encerrou o período com apenas 1 p.p. inferior ao observado no 1T25, mesmo tendo iniciado 8 p.p. abaixo.

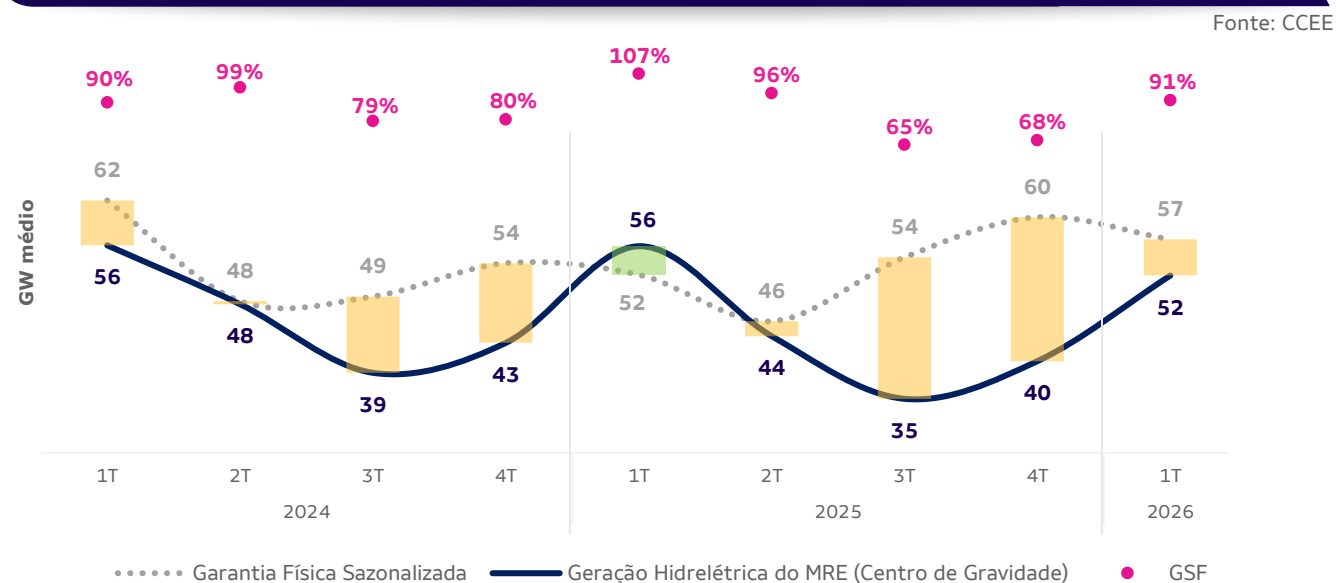
## ...: Evolução da Matriz e Deslocamento Hidrelétrico

Os parâmetros de aversão a risco vigentes levaram 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)



### Deslocamento Hidrelétrico (GWm, % GSF)



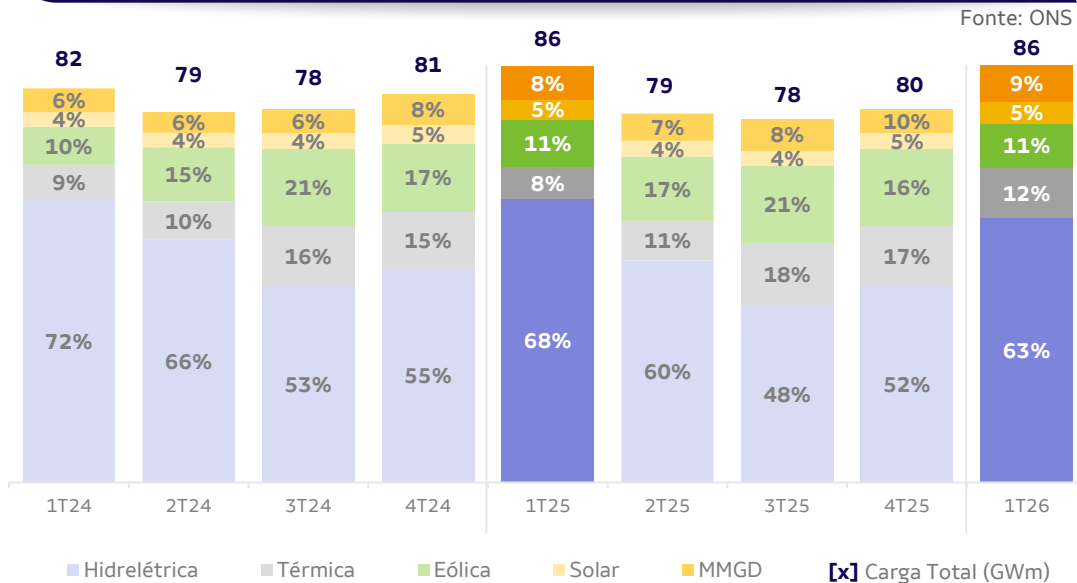
- A **geração solar**, considerando usinas centralizadas e MMGD, **ampliou a sua participação no atendimento à carga do SIN** em 2 p.p., totalizando 12 GWm (14% vs. 12% no 1T25). A **fonte eólica reduziu sua participação** (-1 p.p.) em resposta ao **menor recurso eólico** entre os trimestres (10,6 GWm vs. 11,4 GWm no 1T25).
- A **participação hidrelétrica no atendimento à carga recuou 5 p.p.**, influenciada pela **condição hidrológica desfavorável**, maior despacho termelétrico e consumo de energia abaixo do previsto.

- O GSF foi de 91% no 1T26 vs. 107% no 1T25.
- A diferença de 16 p.p. é explicada principalmente pela **maior alocação de garantia física pelo MRE** (57 GWm vs. 52 GWm no 1T25), além da **menor geração hidrelétrica** das usinas do MRE (52 GWm vs. 56 GWm no 1T25).

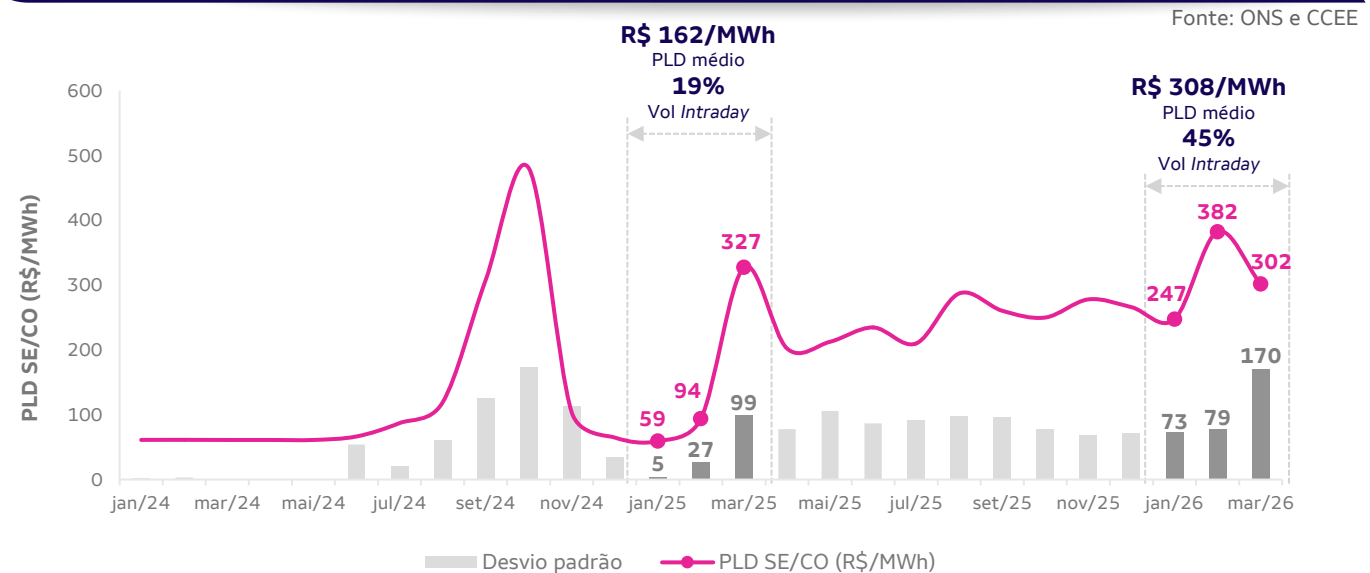
## ...: PLD e Volatilidade

O PLD médio do submercado SE/CO foi R\$ 308/MWh no 1T26, com volatilidade *intraday* de 45%, devido ao cenário hidrológico abaixo do esperado

### Atendimento à Carga por Fonte (SIN, GWm)



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



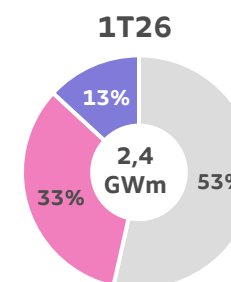
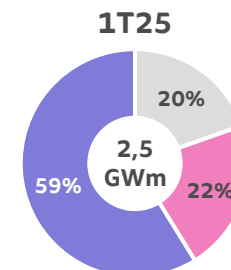
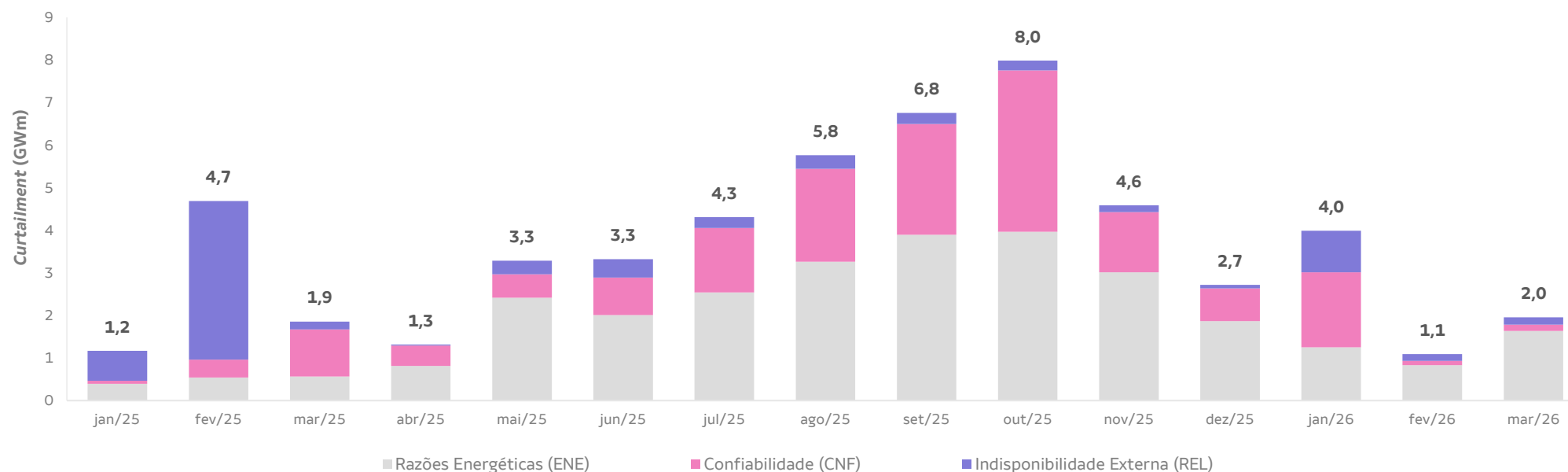
- O **PLD médio do submercado SE/CO foi R\$ 308/MWh no 1T26**, com **volatilidade intraday de 45%**, uma elevação significativa vs. o PLD médio registrado no 1T25, com menor volatilidade *intraday* naquele período.
- A **maior volatilidade** reflete três fatores: (i) cenário hidrológico desfavorável  **aumentando o custo marginal de operação**; (ii) concentração de produção de energia em determinado período do dia dada a  **maior capacidade instalada de MMGD**; e (iii)  **PLD em patamares mais baixos no 1T25**, reflexo da hidrologia mais favorável naquele período.
- Dado o PLD mais elevado nos submercados Norte e Nordeste, o deslocamento entre essas regiões e o submercado Sudeste/Centro-Oeste apresentou níveis mais reduzidos quando comparado ao 1T25, com diferença média de apenas  **R\$ 21/MWh** ante  **R\$ 103/MWh** observados no mesmo período do ano anterior.

## ...: Curtailment

No 1T26, o *curtailment* sobre a geração total do SIN foi de **15%** para a fonte eólica e **16%** para a solar, segundo o ONS

### Curtailment Mensal no SIN (GWm, eólico e solar consolidado)

Fonte: ONS e CCEE



- No 1T26, houve **pequena redução no nível de curtailment** quando comparado ao mesmo período do ano anterior (2,4 GWm no 1T26 vs 2,5 GWm no 1T25), **explicada pelo pior recurso eólico/solar**, que compensou os efeitos da baixa demanda em função da temperatura amena, do aumento da geração térmica e do crescimento da capacidade da MMGD.
- A maior parte de restrição de geração no 1T26 foi atribuída à **Razão Energética** (53% do total), enquanto, no 1T25, parte relevante foi classificada como motivação elétrica (59%), refletindo a queda de torres de transmissão que limitaram o escoamento da energia de Belo Monte pelo bipolo Xingu.

# Agenda

1. Destaques 1T26
2. Mercado de Energia
- 3. Desempenho Operacional**
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

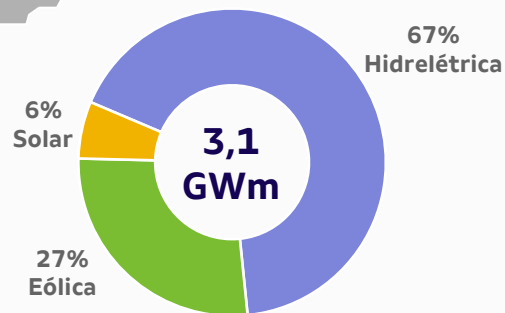


## ...: Desempenho Operacional Consolidado

No 1T26, a produção de energia pelos ativos da Companhia foi influenciada pelo **menor recurso eólico e solar**, além do **menor despacho hidrelétrico** das usinas do MRE

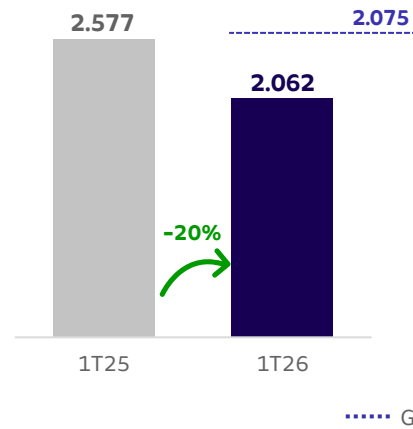
- Ativos Hidrelétricos Próprios
- Participação Minoritária (UHEs)
- Ativos Eólicos
- Ativos Solares

### Geração 1T26 por Fonte



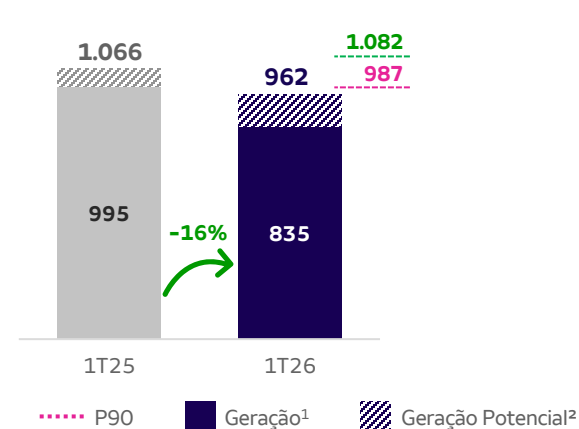
### Hidrelétrica

Geração vs. Garantia Física



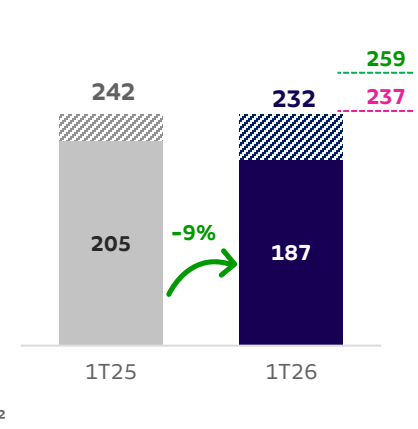
### Eólica

Geração<sup>1</sup> vs. Certificação



### Solar

Geração<sup>1</sup> vs. Certificação



- Redução de 20% no despacho vs. 1T25
- Disponibilidade<sup>3</sup> de 95% vs. Referência ANEEL<sup>4</sup> de 93%

- Disponibilidade de 94% no 1T26 vs. 92% no 1T25
- Geração<sup>1</sup> de 85% do P90
- Geração potencial<sup>2</sup> de 97% do P90 e 89% do P50

- Disponibilidade de 98% no 1T26 vs. 96% no 1T25
- Geração<sup>1</sup> de 79% do P90
- Geração potencial<sup>2</sup> de 98% do P90 e 90% do P50

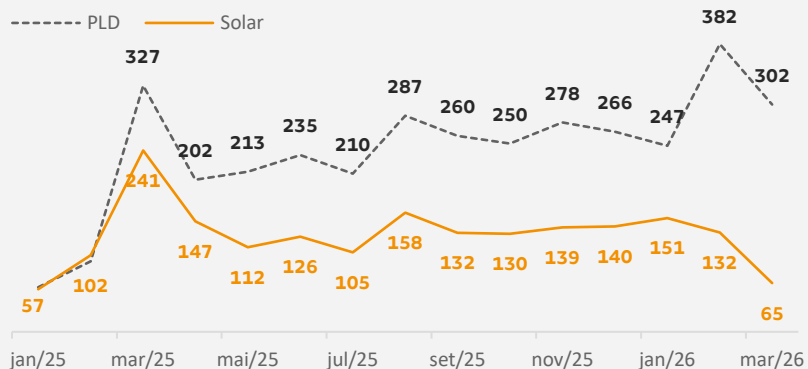
# Agenda

1. Destaques 1T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
- 4. Desempenho Comercial**
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

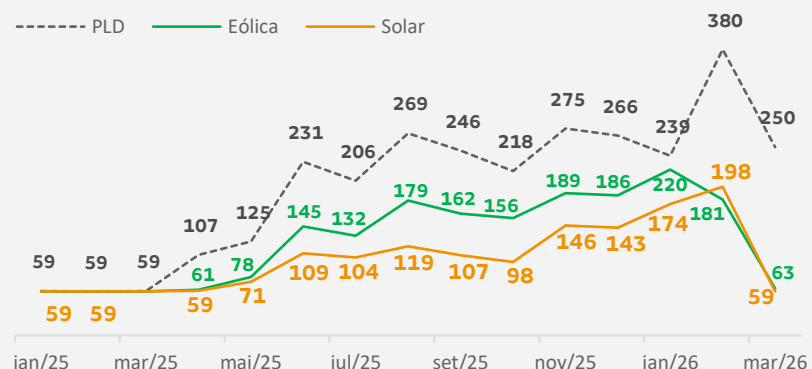
# ...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

## Valor de Recompra do Curtailment

### Submercado SE/CO (R\$/MWh)



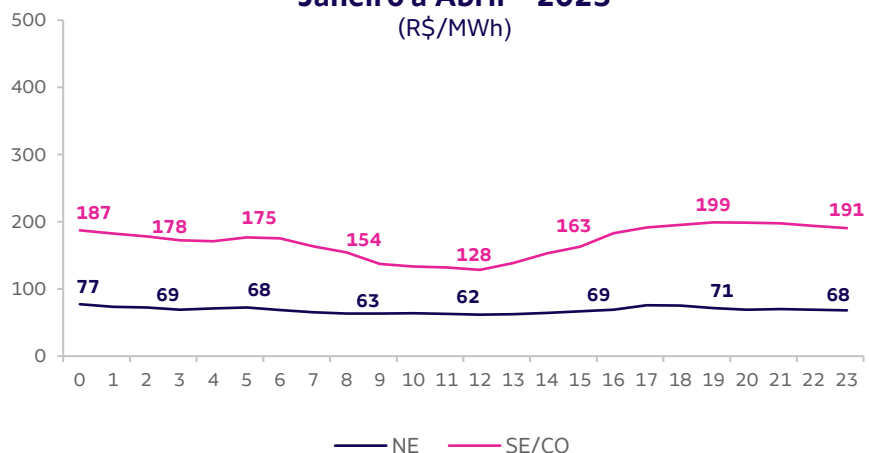
### Submercado NE (R\$/MWh)



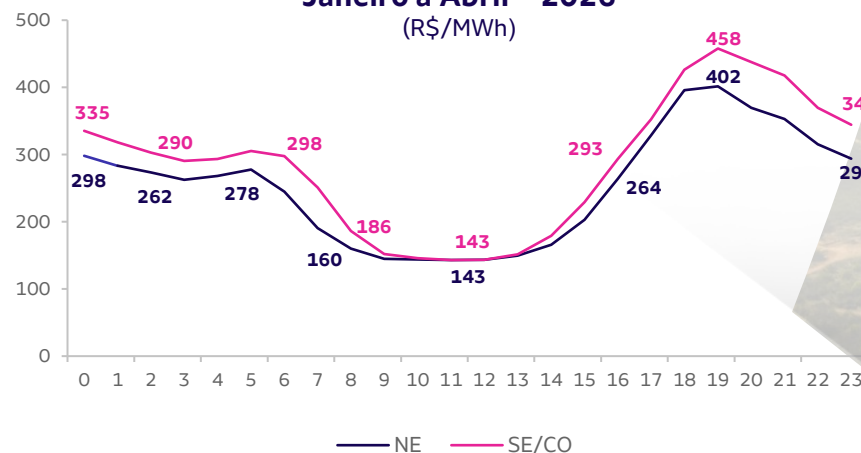
Os impactos negativos da frustração de geração decorrente do *curtailment* nos parques que comercializaram energia no mercado livre foram atenuados **em função do PLD mais baixo nos horários em que ocorreram os cortes**

## Média do Preço Horário por Submercado

### Janeiro a Abril - 2025 (R\$/MWh)



### Janeiro a Abril - 2026 (R\$/MWh)

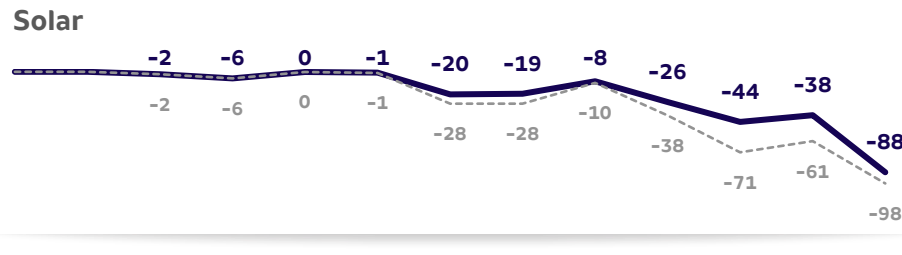
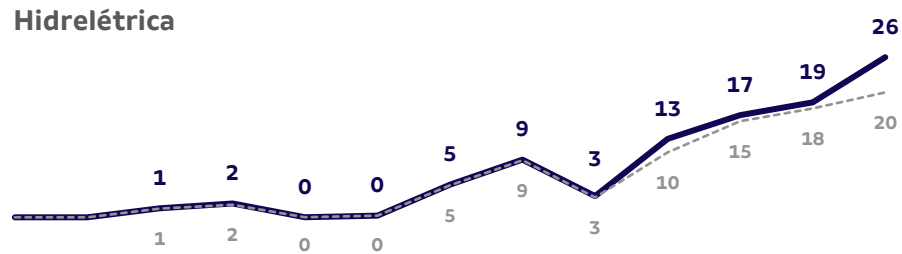
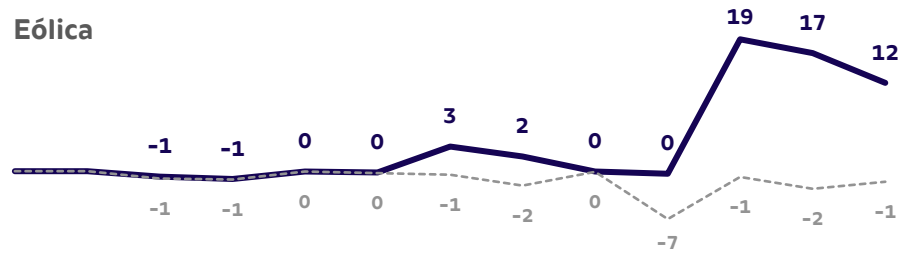


A maior volatilidade horária no SIN **ampliou os ganhos com modulação** em 2026

# ...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

A Auren capturou **R\$ 97 milhões** em ganhos de modulação, mitigando completamente os efeitos adversos do *curtailment* no 1T26

## Spread de Modulação por Fonte (SIN, R\$/MWh)

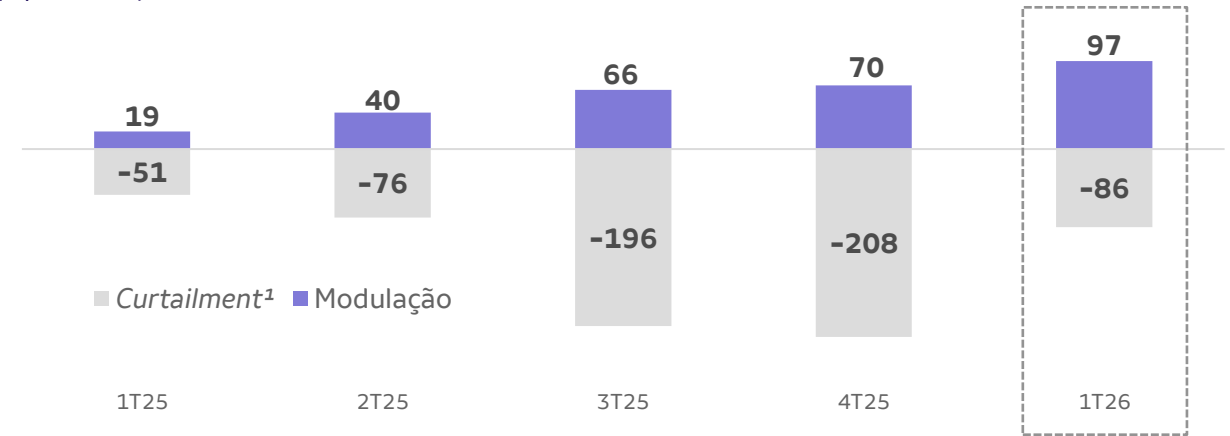


1T23 2T23 3T23 4T23 1T24 2T24 3T24 4T24 1T25 2T25 3T25 4T25 1T26

— Realizado    - - - - - Cenário Ex-Curtailment

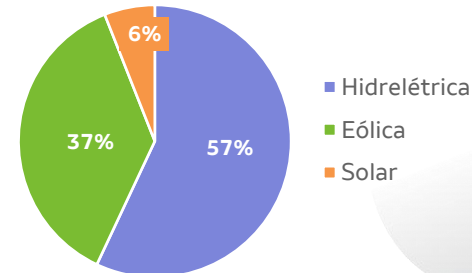
## Pela primeira vez, os ganhos de modulação superam o efeito adverso do *curtailment*

### Curtilment e Modulação (R\$ milhões)



1 - Líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) sujeita à ressarcimento.

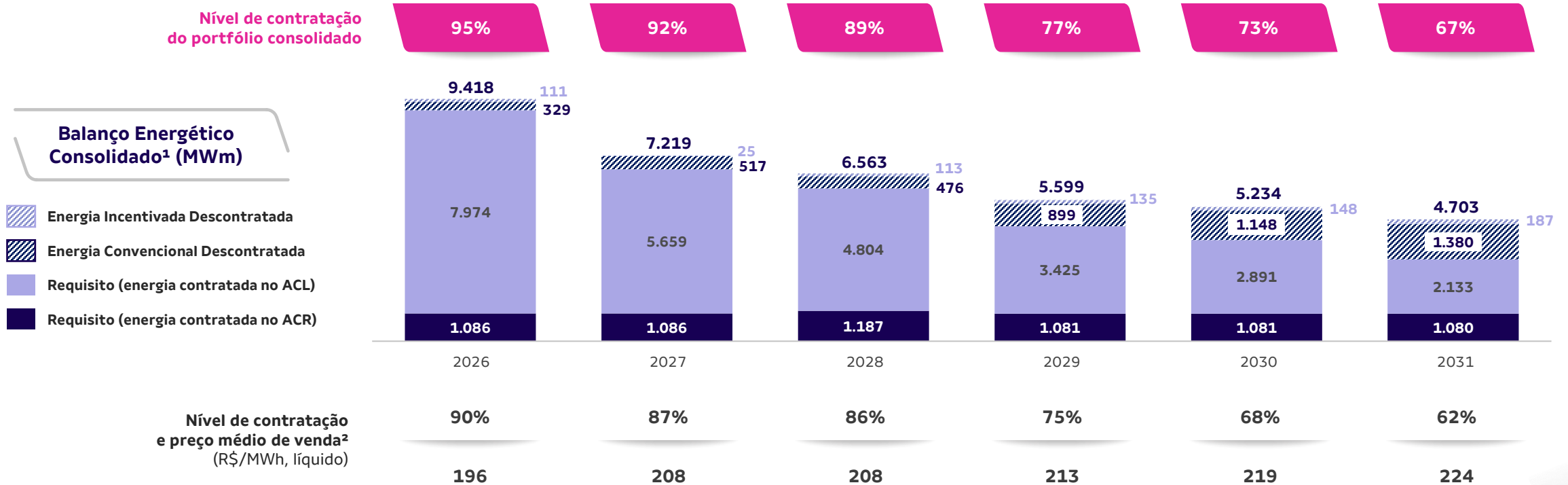
### Composição do Portfólio Auren (% da Garantia Física)



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

## Destaques:

No 1T26, o efeito mais importante para o portfólio foi a venda de energia através de um contrato de autoprodução (55 MW médios) com prazo de 15 anos e indexado à preços de mercado (Dcide)



1 – Inclui os ativos próprios da Companhia e 50% da garantia física da Tucano Holding III, uma joint-venture entre a Auren Participações e a Unipar Carbochloro. A garantia física está líquida de perdas na rede para todos os anos e líquida de GSF apenas para o período já concluído (1T26). O balanço energético não considera o potencial efeito de GSF e curtailment futuros; 2 – Preço líquido de impostos (PIS/COFINS e ISS), data-base: 31 de março de 2026.

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

# Agenda

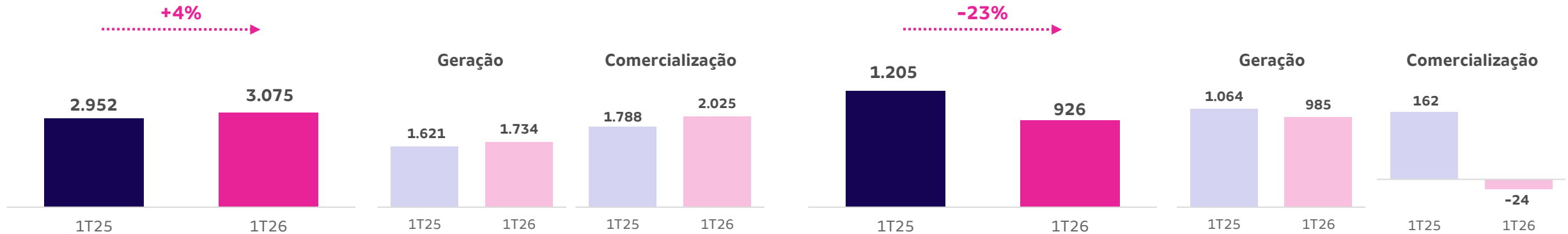
1. Destaques 1T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
- 5. Desempenho Financeiro**
6. Estratégia Corporativa
7. Considerações Finais

## ...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

EBITDA Ajustado de **R\$ 926 milhões**, com **ganho recorde de modulação** no trimestre

### Receita Líquida (R\$ milhões)

### EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



**Consolidado:** queda de 23% no EBITDA Ajustado consolidado, explicada pela menor geração das hidrelétricas do MRE, menor recurso eólico e solar e um menor resultado da Comercializadora. Esses efeitos foram parcialmente compensados por **ganhos recordes de modulação** (+R\$ 78 milhões vs. 1T25).

**Geração:** queda de 7,5% no EBITDA Ajustado de Geração, reflexo da **menor energia gerada pelas usinas hidrelétricas do MRE** (-R\$ 88 milhões) e do **menor recurso eólico e solar** (-R\$ 114 milhões), compensados parcialmente pelo maior ganho com modulação.

**Comercialização:** excluindo-se o **impacto negativo de R\$ 21 milhões referente à cessão do contrato de 150 MW médios** mencionado nos trimestres anteriores, a **variação negativa do EBITDA da Comercializadora de R\$ 165 milhões** é majoritariamente explicada pelo **menor ganho com o descolamento de preços entre os submercados** (-R\$ 5 vs. R\$ 60 milhões no 1T25) e por um **perfil de sazonalidade de resultados diferente do observado em 2025**, quando houve grande contração no primeiro trimestre (-R\$ 85 milhões).

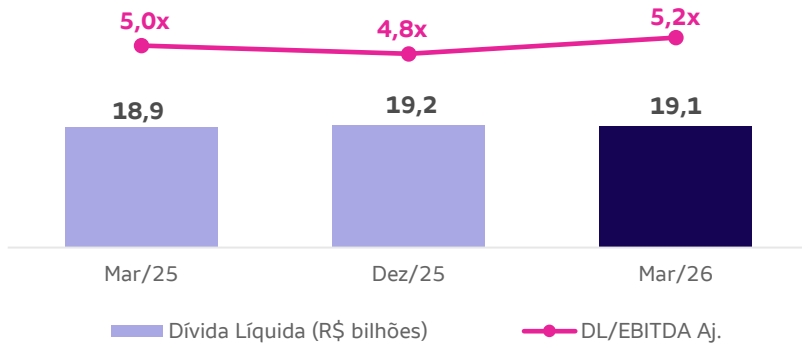
**Dividendos das Participações Minoritárias nas Hidrelétricas:** **R\$ 89 milhões no 1T26**, crescimento relevante vs. 1T25 (+R\$ 31 milhões), **refletindo melhores resultados** em Pollarix e CBA Energia.

**PMSO:** aumento de 3,8% vs. o 1T25, um **incremento nominal abaixo da inflação para o período**, alinhado a busca da Companhia por um **crescimento de gastos recorrentes abaixo da inflação**.

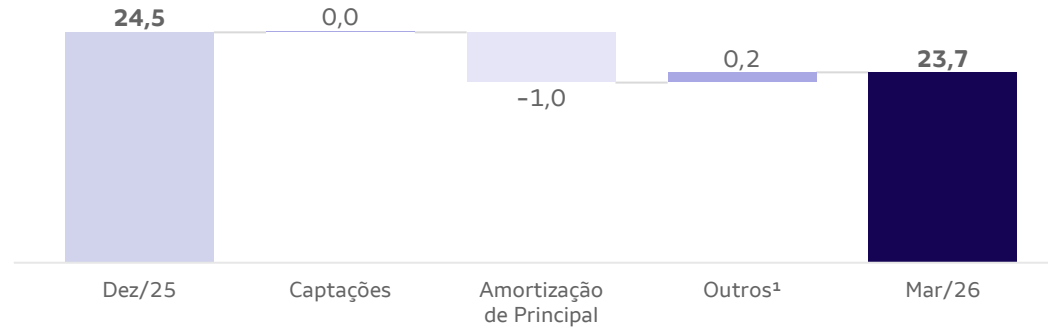
# ...: Desempenho Financeiro – Gestão Disciplinada da Estrutura de Capital

Trajetória de desalavancagem em linha com o planejado, com estabilização em 2026 e queda mais acentuada a partir de 2027

## Evolução da Alavancagem

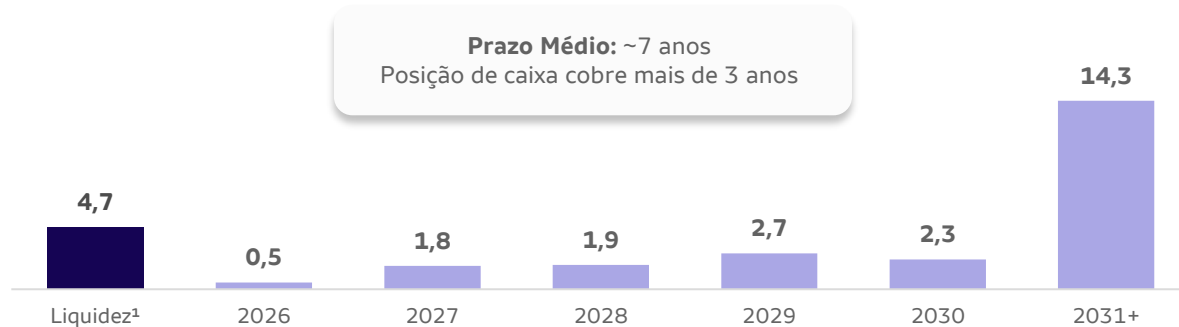


## Movimentação da Dívida Bruta (R\$ bilhões)

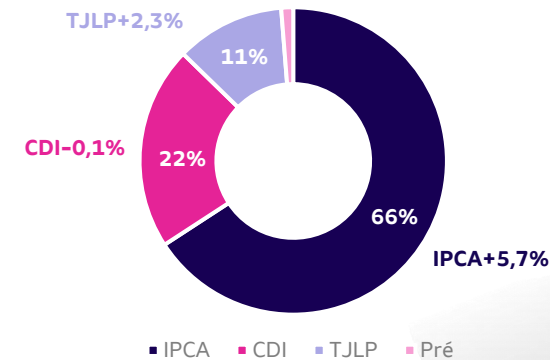


**Custo da Dívida:**  
**CDI-2,9%**  
 Redução de 120 bps no custo CDI vs. mar/25

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



## Perfil da Dívida Líquida



**AAA**  
 Auren Energia e Subsidiárias

**FitchRatings**

**MOODY'S RATINGS**

1 – Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

# Agenda

1. Destaques 1T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
- 6. Estratégia Corporativa**
7. Considerações Finais

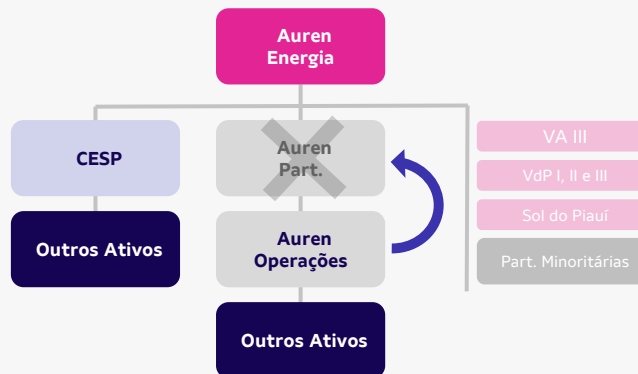
# ...: Reorganização Societária

Em abril, a **Auren aprovou a 1ª etapa da Reorganização Societária**, correspondente à incorporação da Auren Participações pela Auren Operações (Fase 1)

## Principais objetivos:

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

### a. Fase 1



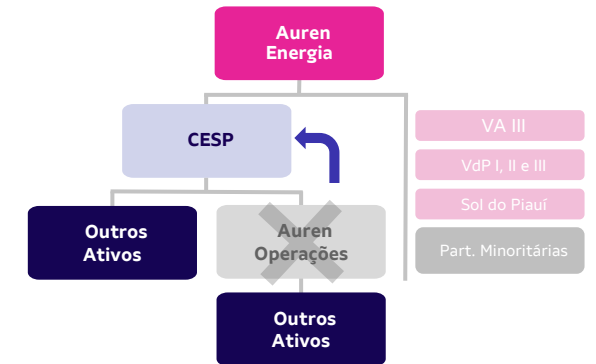
## Próximos passos:

### b. Fase 2 – Etapa 1



Aporte de capital da Auren Energia na CESP, incluindo 100% das ações de emissão da Auren Operações e o *drop-down* da 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões)

### c. Fase 2 – Etapa 2



Incorporação da Auren Operações pela CESP

## Organograma societário simplificado pós reorganização

(estrutura estimada em 2027)



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

# Agenda

1. Destaques 1T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Estratégia Corporativa
- 7. Considerações Finais**

## ...: Principais *Takeaways*

**Outlook 2026:** ao longo do ano, nossos esforços estarão concentrados no aprimoramento de processos internos, na conclusão da reorganização societária, na implementação do orçamento base zero (OBZ) e na busca contínua por eficiência, além de estarmos também bastante dedicados à execução da estratégia de inteligência artificial da Companhia. A disciplina na alocação de recursos e o aprofundamento dessa agenda de eficiência são pilares centrais para o aumento da competitividade e a sustentação da geração de valor no longo prazo.

**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, uma vez que no longo prazo o portfólio consolidado da Auren está acima 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 0,5x 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 em 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 espera concluir, ao longo do ano, as discussões regulatórias relacionadas ao *curtailment*, criando um ambiente mais previsível e propício para investimentos de longo prazo no setor de geração no Brasil.

**Reorganização societária:** aprovação da fase 1 da reorganização societária (incorporação da Auren Participações pela Auren Operações), cujo objetivo final é concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo, simplificar a estrutura societária e aumentar a eficiência na gestão de caixa e endividamento. Esperamos concluir a reorganização societária em 2026.





# auren

## Relações com Investidores



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



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

# 1Q26

## Results Presentation

MAY 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.

# Agenda

## 1. 1Q26 Highlights

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

## ...: 1Q26 Highlights

Auren reports **Adjusted EBITDA of R\$ 926 million** in 1Q26, with **modulation gains fully offsetting the impact of curtailment** during the period

### Portfolio Resilience

In 1Q26, Auren captured **R\$ 97 million in modulation gains**, a result 5x higher than in 1Q25, fully **offsetting the impact of curtailment** (R\$ 86 million) and reinforcing **portfolio resilience** in a more volatile scenario.

### Progress in Corporate Reorganization

Approval of **Phase 1 of the corporate reorganization** (incorporation of Auren Participações by Auren Operações), aimed at **consolidating hydroelectric assets into a single entity, simplifying the corporate structure and increasing efficiency** in cash and debt management.

### Efficiency in PMSO Management

Recurring PMSO **grew below quarterly inflation**, reflecting the Company's commitment to **continuous process improvement and efficiency gains**, even after the **recent capture of synergies throughout 2025** (R\$ 279 million).

### Adjusted EBITDA

Auren recorded **Adjusted EBITDA of R\$ 926 million** in 1Q26, down 23% vs. 1Q25, mainly due to **lower commercialization results, reduced wind and solar resource** availability, and **lower hydroelectric generation** from MRE plants.

### Financial Discipline

**Net debt reduction of R\$ 135 million** in 1Q26, with deleveraging concluding the period at **5.2x Net Debt/Adjusted EBITDA**. The **deleveraging trajectory remains on track**, with expected stabilization in 2026 and a **more pronounced reduction starting in 2027**.

### Cajuína 3 Construction

Construction of Cajuína 3 (112.1 MW) continues to **progress in line with schedule and budget**, with **physical progress of approximately 72%**. Commissioning is expected throughout the year, while **full commercial operation is estimated for December 2026**.

# Agenda

1. 1Q26 Highlights

## 2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

5. Financial Performance

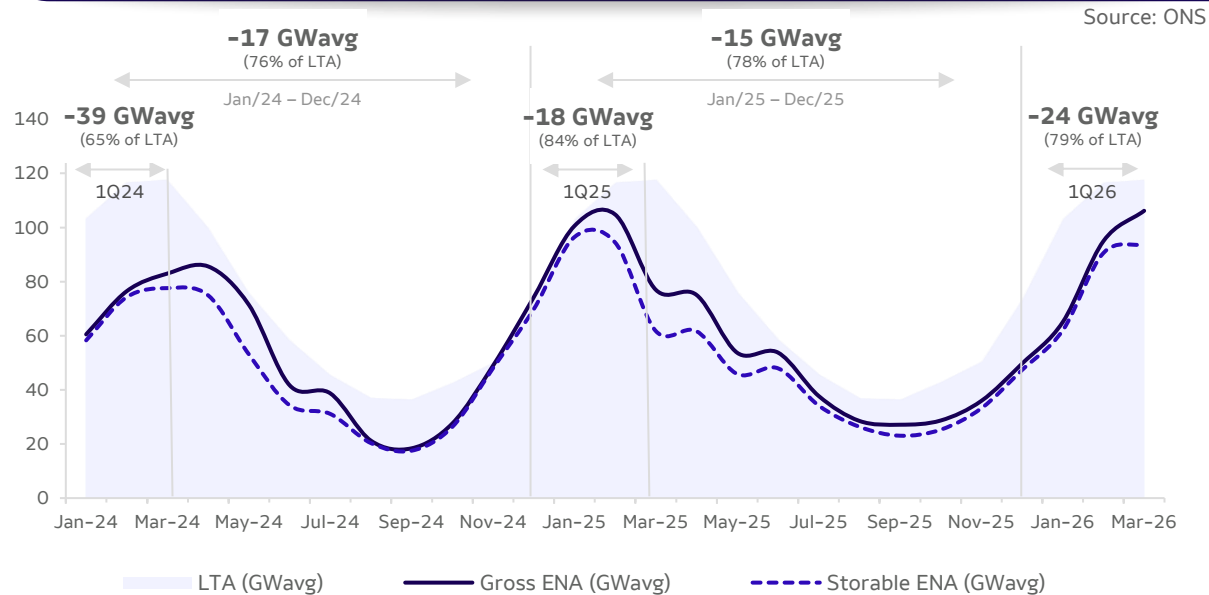
6. Corporate Strategy

7. Closing Remarks

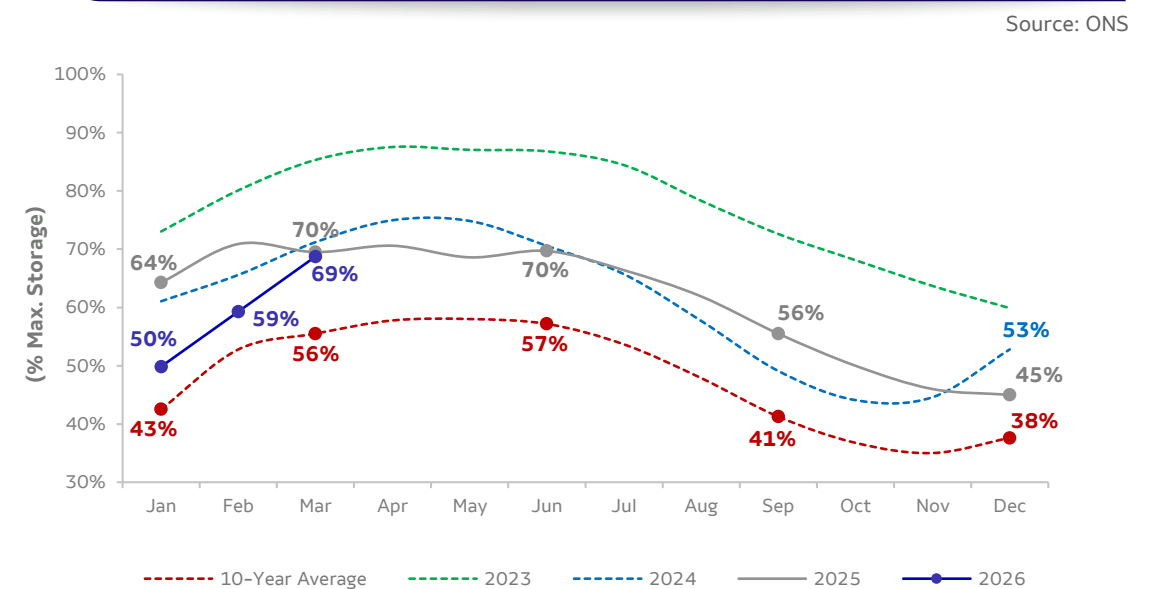
## ...: Performance of the National Interconnected System - SIN

The wet season began with **ENA significantly below the Long-Term Average (LTA)**, with improvements observed only from February 2026 onward.

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



### Equivalent Reservoir Level (SIN)



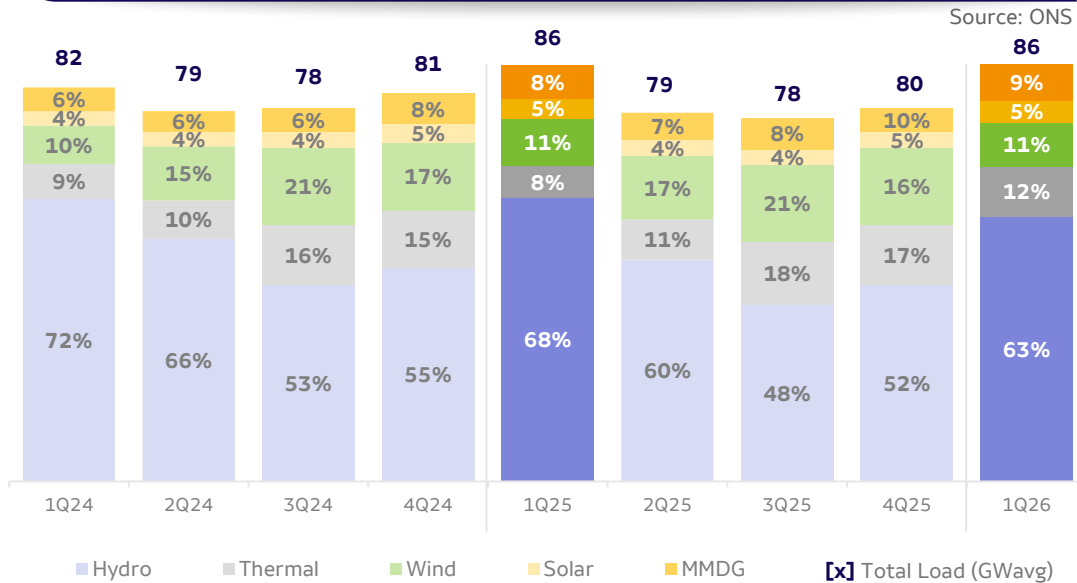
- The quarter was marked by a **delayed start to the wet season**, with a **drier January**, when SIN ENA reached 63% of the LTA. However, a **recovery was observed from February onward**, with inflows reaching 82% of the LTA in February and **90% of the LTA in March**.
- Average SIN ENA stood at **79% of the LTA in 1Q26**, 5 p.p. below 1Q25, but with a significant recovery of 11 p.p. compared to 4Q25 (**68% of the LTA**).

- With the **increase in ENA throughout the quarter**, there was a **recovery in reservoir levels**, rising from 45% of maximum capacity at the end of 4Q25 to 69% at the end of 1Q26.
- **Reservoir levels reached 69% at the end of 1Q26**, closing the period just 1 p.p. below 1Q25, despite starting 8 p.p. lower.

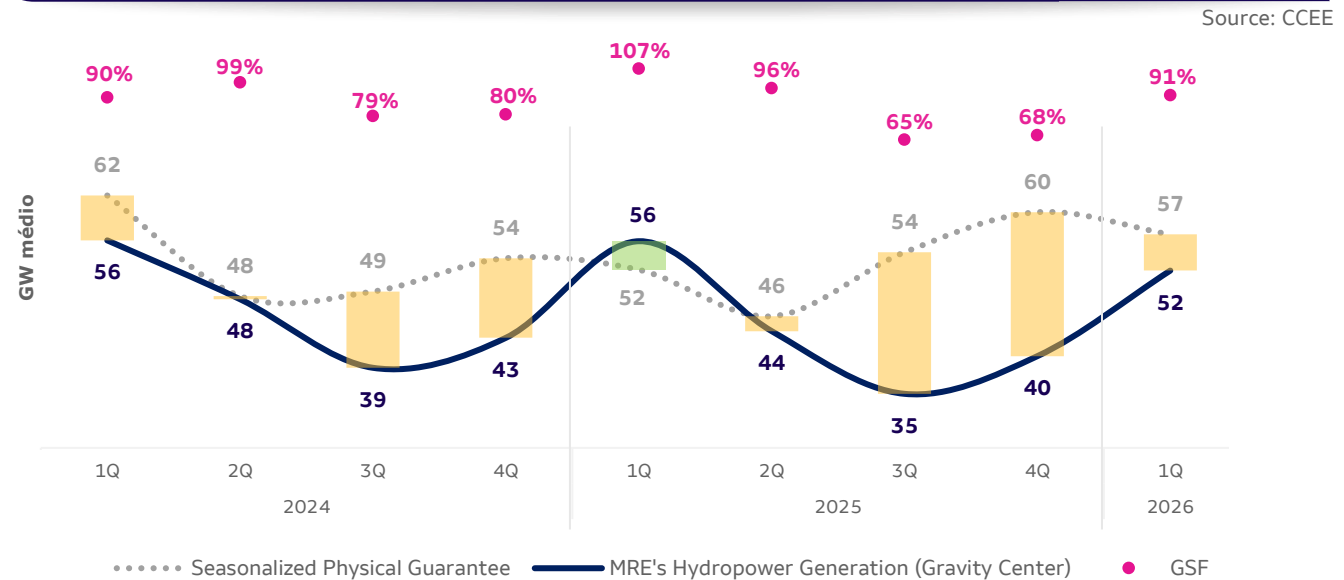
## ...: Energy Mix Evolution and Hydroelectric Displacement

The current risk aversion parameters led the system to **operate with higher marginal operating costs**, increasing thermal dispatch to maintain higher reservoir levels

### Energy Supply by Source (SIN, GWavg)



### Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)



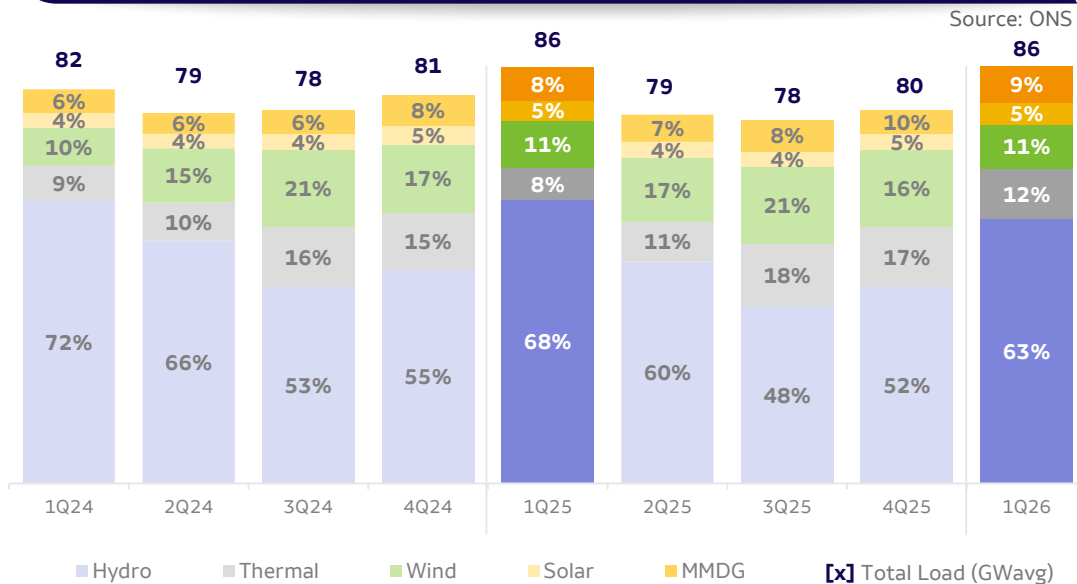
- **Solar generation**, including centralized plants and distributed micro and mini generation (MMDG), **increased its share in meeting SIN load** by 2 p.p., totaling 12 GWavg (14% vs. 12% in 1Q25). **Wind power reduced its share** by 1 p.p., reflecting **lower wind resource** availability between quarters (10.6 GWavg vs. 11.4 GWavg in 1Q25).
- **Hydropower participation in load supply decreased by 5 p.p.**, driven by **adverse hydrological conditions**, higher thermal dispatch, and lower-than-expected demand.

- GSF was 91% in 1Q26 vs. 107% in 1Q25.
- The 16-p.p. difference is mainly explained by the **higher allocation of assured energy by the MRE** (57 GWavg vs. 52 GWavg in 1Q25), in addition to **lower hydroelectric generation** from MRE plants (52 GWavg vs. 56 GWavg in 1Q25).

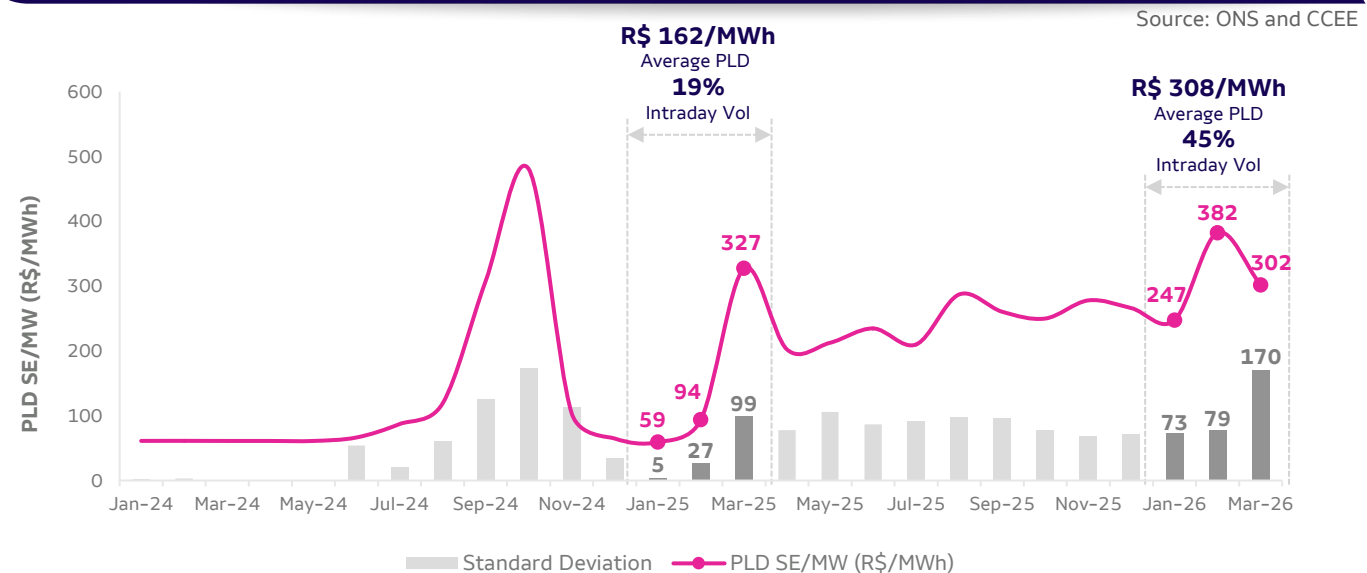
## ...: PLD and Volatility

The average PLD in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket reached R\$ 308/MWh in 1Q26, due to hydrological conditions below expectations

### Energy Supply by Source (SIN, GWavg)



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

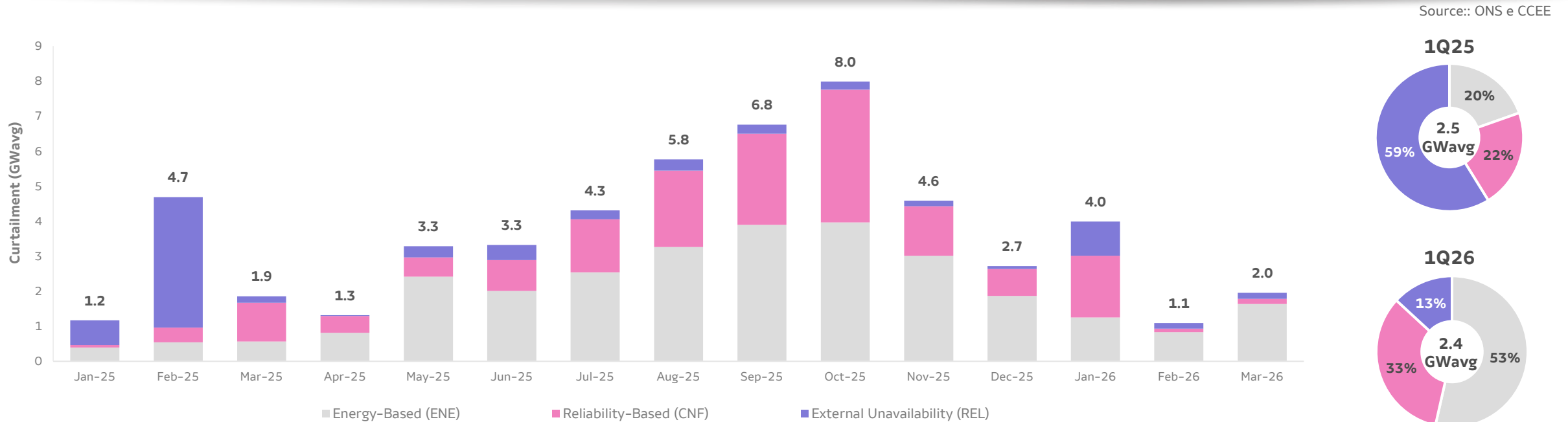


- The average PLD in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket reached R\$ 308/MWh in 1Q26, with intraday volatility of 45%, representing a significant increase compared to the average PLD recorded in 1Q25, when intraday volatility was lower.
- The higher volatility reflects three main factors: (i) unfavorable hydrological conditions, which increased marginal operating costs; (ii) concentration of energy generation during specific hours of the day due to the expansion of MMDG; and (iii) lower PLD levels in 1Q25, reflecting more favorable hydrological conditions in that period.
- Given the higher PLD levels observed in the North/Northeast (N/NE) submarket, price differentials between the Southeast-Midwest and N/NE submarkets were significantly reduced compared to 1Q25, averaging only R\$ 21/MWh vs. R\$ 103/MWh recorded in the same period last year.

## ...: Curtailment

In 1Q26, curtailment over total SIN generation reached **15% for wind power** and **16% for solar power**, according to ONS

### Monthly Curtailment in the SIN (GWavg, consolidated wind and solar)



- In 1Q26, **curtailment levels showed a slight reduction** compared to the same period of the previous year (2.4 GWavg in 1Q26 vs. 2.5 GWavg in 1Q25), **mainly explained by weaker wind and solar resource availability**, which offset the effects of lower demand driven by milder temperatures, increased thermal generation, and the expansion of MMDG.
- Most generation restrictions in 1Q26 were attributed to **Energy-Based Curtailment**, accounting for 53% of the total. In contrast, in 1Q25 a significant portion of curtailment was classified as electrically driven (REL) (59%), reflecting the collapse of transmission towers that limited energy flow from the Belo Monte complex through the Xingu bipole.

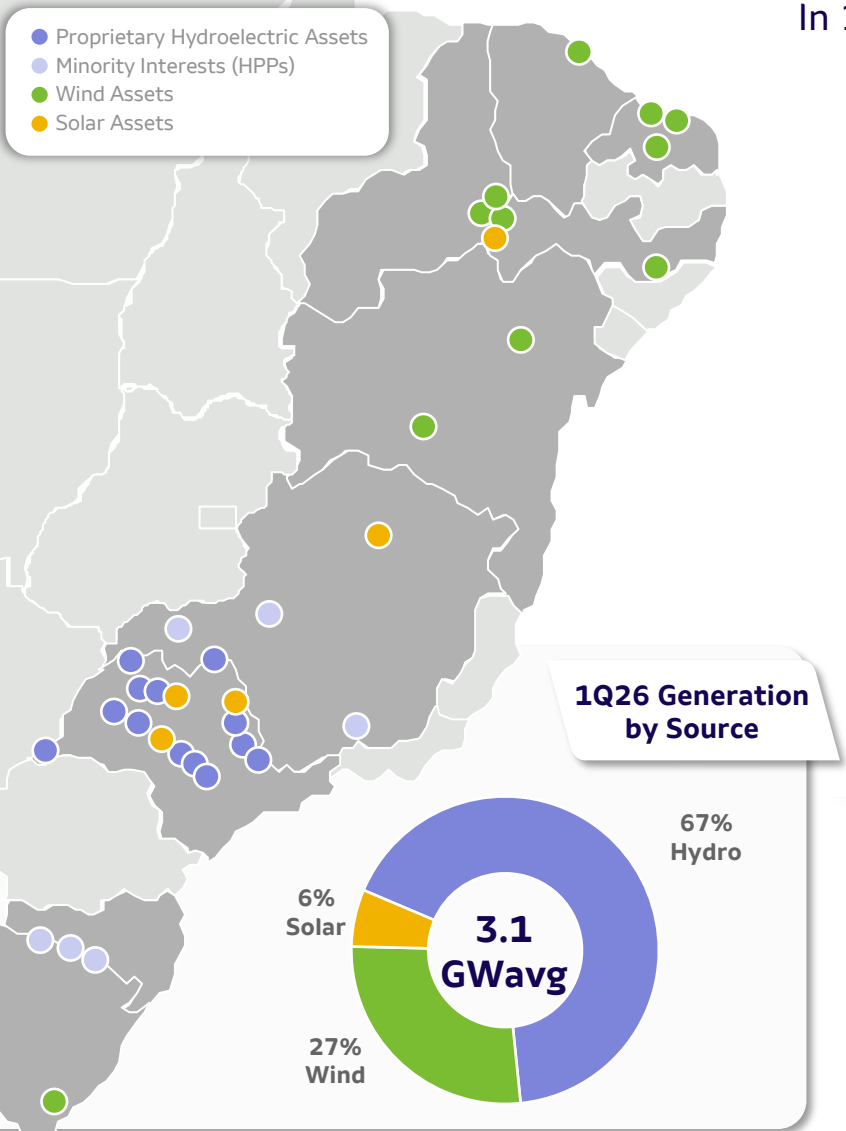
# Agenda

1. 1Q26 Highlights
2. Energy Market
- 3. Operational Performance**
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks



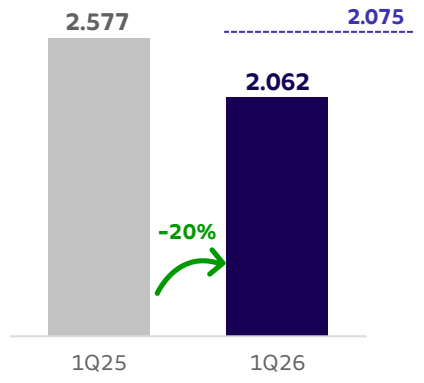
# ...: Consolidated Operational Performance

In 1Q26, energy generation from the Company's assets was impacted by **weaker wind and solar resources**, as well as **lower hydro dispatch** from MRE plants.



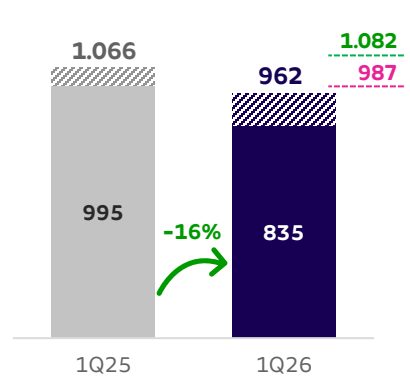
## Hydro

Generation vs. Assured Energy



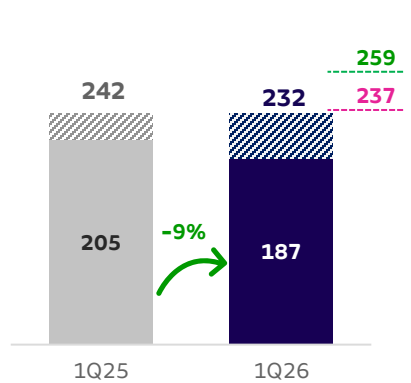
## Wind

Generation<sup>1</sup> vs. Certification



## Solar

Generation<sup>1</sup> vs. Certification



..... Assured Energy    ..... P50    ..... P90    ■ Generation<sup>1</sup>    ▨ Potential generation<sup>2</sup>

- **20% reduction in dispatch** vs. 1Q25
- **Availability<sup>3</sup> of 95%** vs. ANEEL<sup>4</sup> reference of 93%

- **Availability of 94%** in 1Q26, vs. 92% in 1Q25
- **Generation<sup>1</sup> at 85%** of P90
- **Potential generation<sup>2</sup> at 97%** of P90 and **89%** of P50

- **Availability of 98%** in 1Q26, vs. 96% in 1Q25
- **Generation<sup>1</sup> at 79%** of P90
- **Potential generation<sup>2</sup> at 98%** of P90 and **90%** of P50

1 – Considers energy generation plus generation restrictions due to the External Unavailability Ratio (REL) eligible for reimbursement; 2 – Considers the sum of total energy generated and total curtailment volume; 3 – Considers the Verified Availability Index – 60 months (IDv60), which measures a plant's actual availability to operate compared to its reference capacity over the last five years; 4 – Reference availability weighted by each plant's installed capacity.

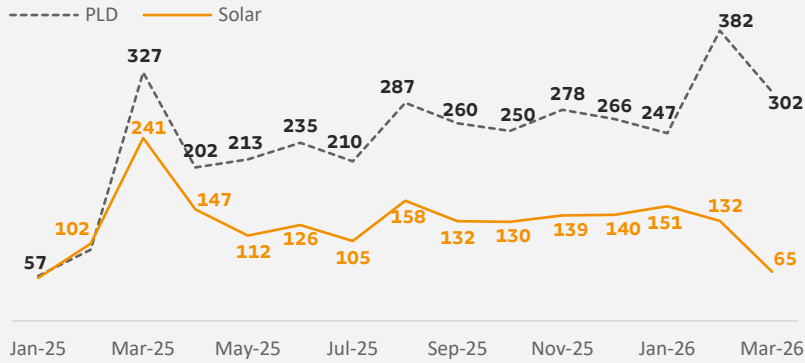
# Agenda

1. 1Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
- 4. Commercial Performance**
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

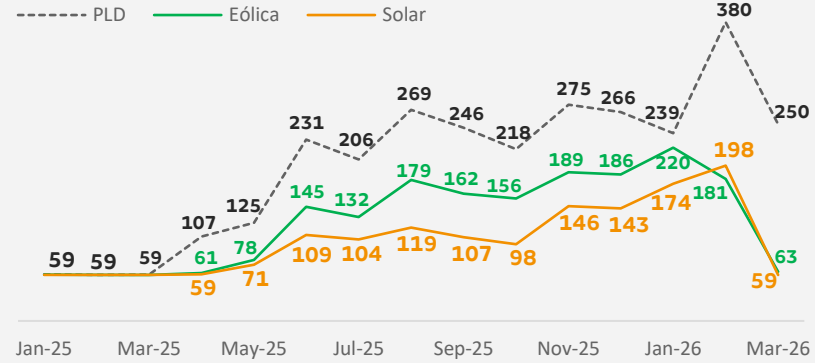
# ...: Systemic Effects on the Portfolio

## Curtailment Repurchase Value

### SE/MW Submarket (R\$/MWh)



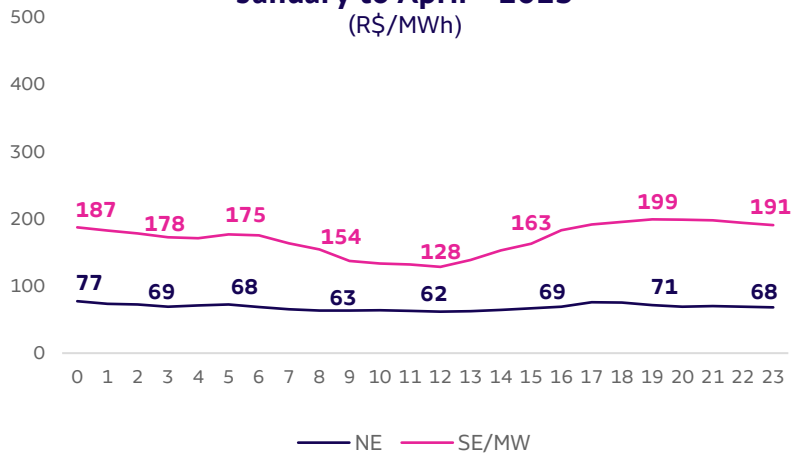
### NE Submarket (R\$/MWh)



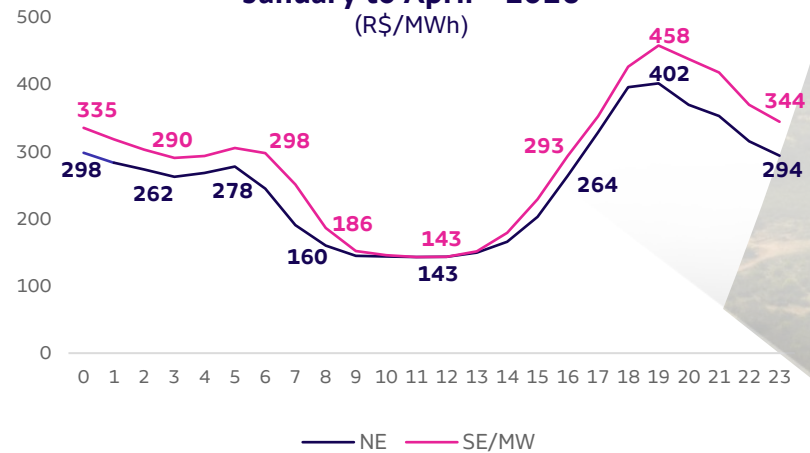
The negative financial impact of generation shortfalls resulting from curtailment at facilities that sold energy in the free market **were mitigated due to lower spot price (PLD) levels during the hours in which the cuts occurred**

## Average Hourly Price by Submarket

### January to April - 2025 (R\$/MWh)



### January to April - 2026 (R\$/MWh)



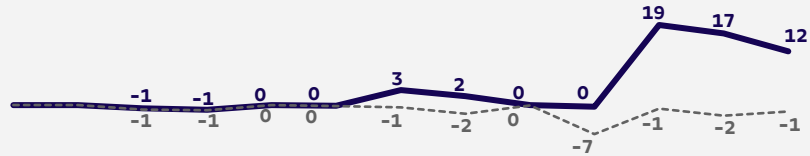
**Greater hourly volatility in the SIN increased modulation gains in 2026**

# ...: Systemic Effects on the Portfolio

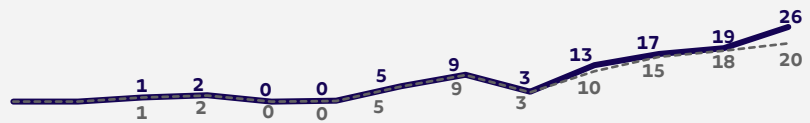
Auren captured **R\$ 97 million** in modulation gains, fully offsetting the adverse effects of curtailment in 1Q26

**Modulation Spread by Source**  
(SIN, R\$/MWh)

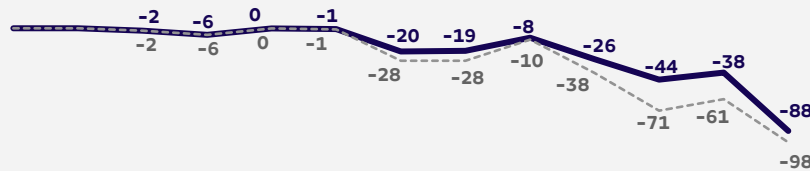
**Wind**



**Hydro**



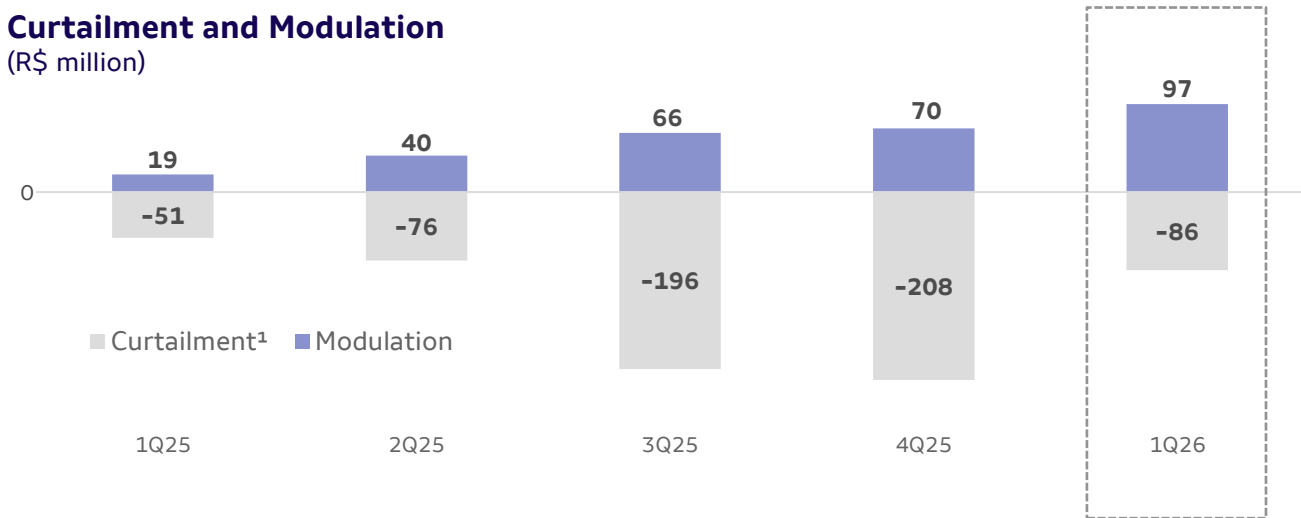
**Solar**



1Q23 2Q23 3Q23 4Q23 1Q24 2Q24 3Q24 4Q24 1Q25 2Q25 3Q25 4Q25 1Q26  
 — Observed    - - - - - Ex-Curtailment Scenario

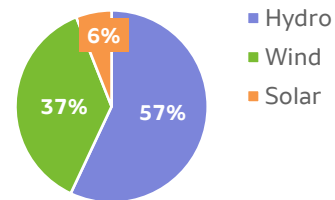
**For the first time, modulation gains exceed the adverse effects of curtailment**

**Curtailment and Modulation**  
(R\$ million)



1 – Net amount of the reimbursable portion related to curtailments resulting from external unavailability (REL), subject to reimbursement.

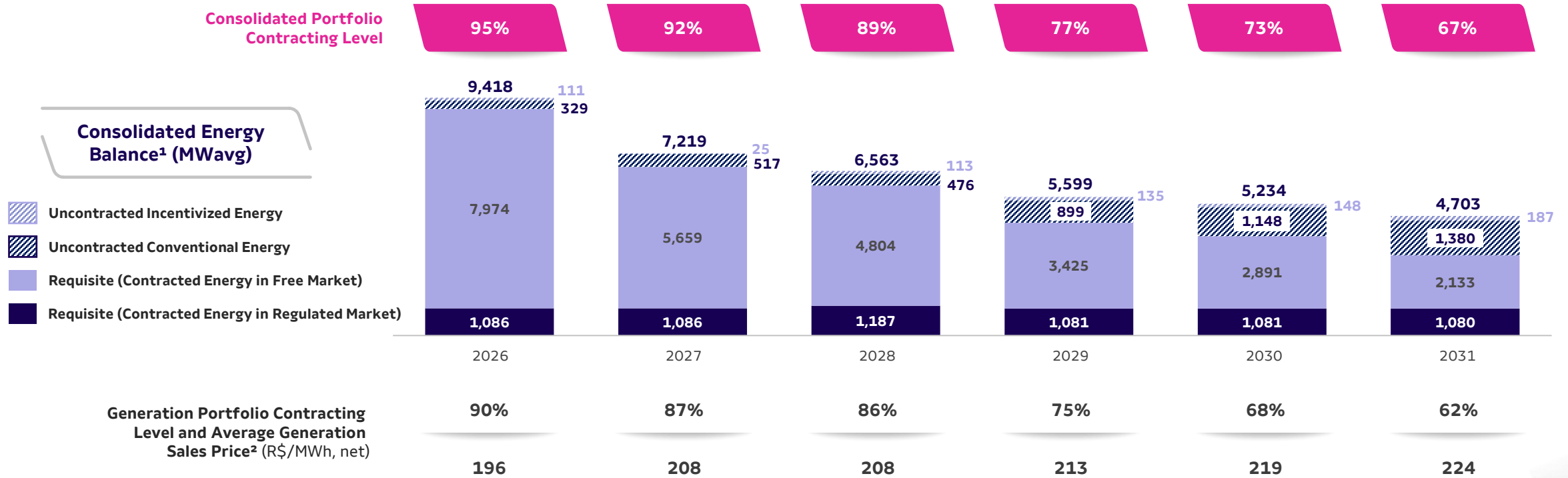
**Auren Portfolio Composition**  
(% of Assured Energy)



# ...: Generation Energy Balance – Integrated Portfolio Management

## Highlights:

In 1Q26, the most significant impact on the portfolio was the sale of energy through a self-production contract (55 MWavg) with a 15-year term, indexed to market prices (Dcide)



1 – Includes the Company's proprietary assets and 50% of the assured energy of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbochloro. Assured energy is net of grid losses for all years and net of GSF only for the period already completed (1Q26). The power balance does not consider the potential effects of future GSF or curtailment; 2 – Price net of taxes (PIS/COFINS and ISS), base date: March 31, 2026.

**Higher uncontracted volume from 2029 onward position Auren to capture the increase in long-term energy prices**

# Agenda

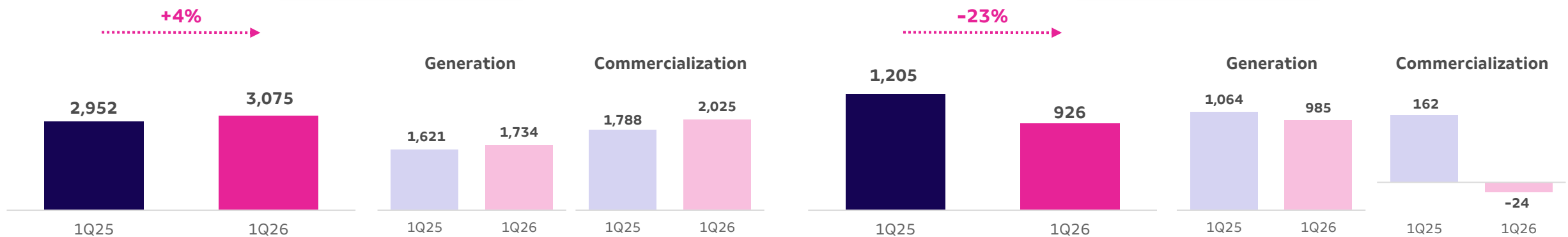
1. 1Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
- 5. Financial Performance**
6. Corporate Strategy
7. Closing Remarks

## ...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Adjusted EBITDA of **R\$ 926 million**, with **record modulation gains** in the quarter

### Net Revenue (R\$ million)

### Adjusted EBITDA (R\$ million)



**Consolidated:** a 23% decline in consolidated Adjusted EBITDA, driven by lower generation from MRE hydro plants, weaker wind and solar resources, and lower results from the Commercialization business. These effects were partially offset by **record modulation gains** (+R\$ 78 million vs. 1Q25).

**Generation:** a 7.5% decline in Generation Adjusted EBITDA, reflecting **lower energy production from MRE hydro plants** (-R\$ 88 million) and **weaker wind and solar resources** (- R\$ 114 million), partially offset by higher modulation gains.

**Commercialization:** excluding the **negative impact of R\$ 21 million related to the assignment of the 150 MWavg contract** mentioned in previous quarters, the R\$ 165 million decline in Commercialization Adjusted EBITDA is largely explained by **lower gains from price spreads between submarkets** (-R\$ 5 million vs. R\$ 60 million in 1Q25) and by a **different earnings seasonality profile compared to 2025**, when there was a significant contraction in the first quarter (-R\$ 85 million).

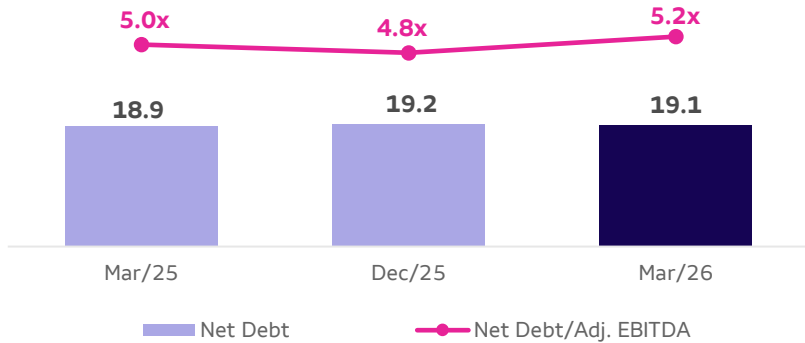
**Dividends from Minority Interests in Hydroelectric Plants:** **R\$ 89 million in 1Q26**, a meaningful increase vs. 1Q25 (+R\$ 31 million), reflecting **improved results** at Pollarix and CBA Energia.

**PMSO:** a 3.8% increase vs. 1Q25, representing **nominal growth below inflation** for the period, in line with the Company's focus on **keeping recurring expenses growth below inflation**.

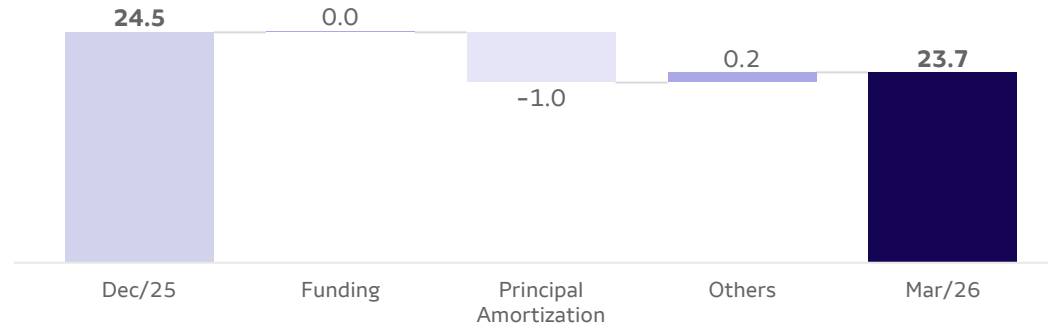
# ...: Financial Performance – Disciplined Capital Structure Management

Deleveraging trajectory remains in line with plan, with stabilization in 2026 and a more pronounced decline beginning in 2027

## Leverage Evolution

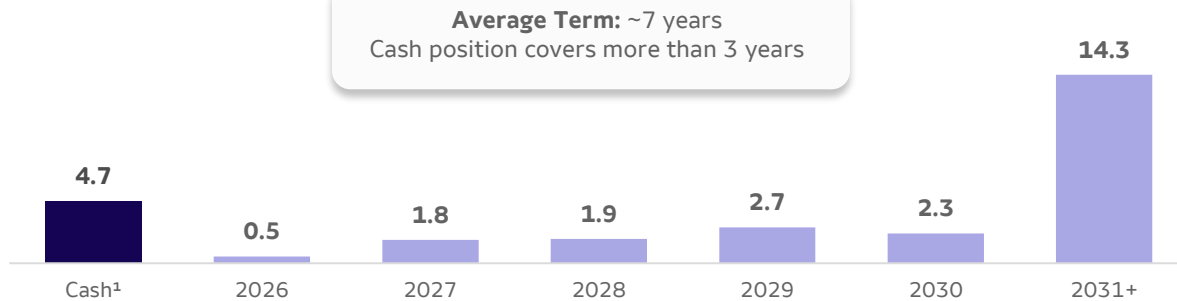


## Gross Debt Movement (R\$ billion)

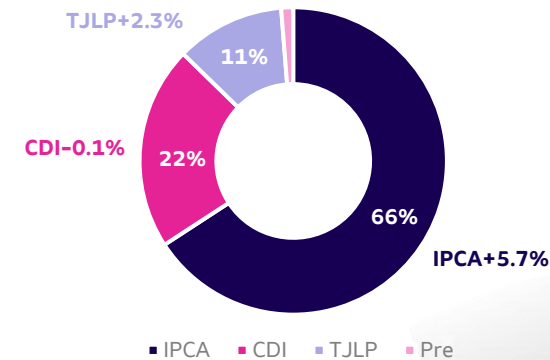


**Cost of Debt: CDI-2.9%**  
120 bps reduction in CDI cost vs. Mar/25

## Gross Debt Principal Amortization (R\$ billion)



## Net Debt Profile



**AAA**  
Auren Energia and Subsidiaries

FitchRatings

MOODY'S RATINGS



1 – Cash, cash equivalents, financial investments, liquidity fund (reserve account).

# Agenda

1. 1Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
- 6. Corporate Strategy**
7. Closing Remarks

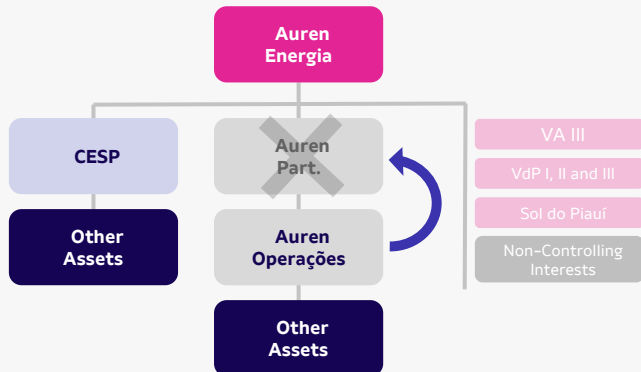
# ...: Corporate Reorganization

In April, **Auren** approved the first phase of the Corporate Reorganization, corresponding to the merger between Auren Participações and Auren Operações (Phase 1)

### Key Objectives:

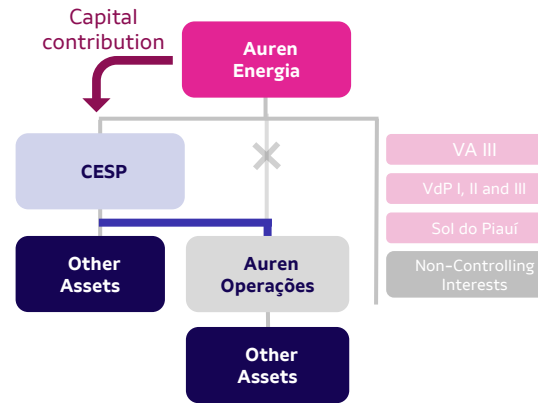
- Consolidation of **hydro assets under a single vehicle**;
- Rationalization and **simplification of the Group's corporate structure**;
- **Reduction** in the number of publicly listed companies;
- **Greater efficiency** in cash management and debt allocation.

### a. Phase 1

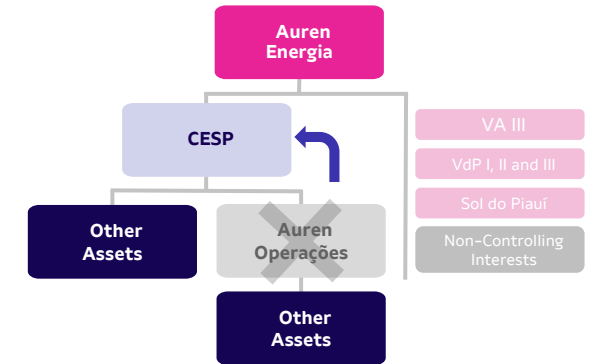


### Next Steps:

#### b. Phase 2 – Step 1



#### c. Phase 2 – Step 2

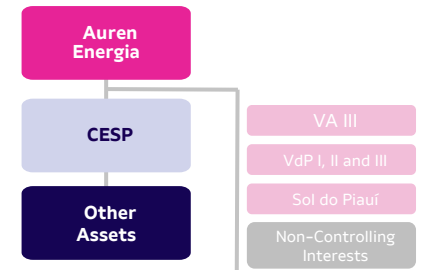


Capital contribution by Auren Energia to CESP, including 100% of the shares issued by Auren Operações and the drop-down of Auren Energia's 3rd Debenture Issuance (R\$ 2.5 billion)

Merger between Auren Operações and CESP

## Simplified corporate structure after reorganization

(estimated structure in 2027)



**Simpler, more efficient corporate structure aligned with the Company's new scale**

# Agenda

1. 1Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy
- 7. Closing Remarks**

## ...: Main Takeaways

**2026 Outlook:** throughout the year, our efforts will be focused on improving internal processes, completing the corporate restructuring, implementing zero-based budgeting (ZBB) and pursuing continuous efficiency. We will also be highly engaged in delivering the Company's AI strategy. Discipline in capital allocation and the continued advancement of this efficiency agenda are core pillars for enhancing competitiveness and sustaining long-term value creation.

**Well-positioned to capture market opportunities:** the increase in energy prices is expected to have a positive effect on the Company's results, especially in the long-term, when Auren's consolidated portfolio is above 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 0.5x 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.

**Corporate reorganization:** the Company has approved the first phase of its 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. We expect to conclude the corporate reorganization in 2026.





# auren

## Investor Relations



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



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