

Apresentação de Resultados **2T26**

AGOSTO 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 2T26

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

...: Destaques 2T26

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 859 milhões no 2T26**, com destaque para **início da operação em teste do Complexo Cajuína 3**

Resiliência do Portfólio

Ganhos de modulação de R\$ 71 milhões no 2T26 **mitigaram parcela relevante do impacto do curtailment** (R\$ 98 milhões). O resultado foi 75% superior ao 2T25, refletindo o perfil horário de geração da Companhia, a maior volatilidade dos preços e PLD médio mais elevado no período.

Disciplina na Gestão Financeira

Redução de R\$ 194 milhões na dívida líquida no 2T26, com a alavancagem encerrando o período em **5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado**. A **trajetória de desalavancagem segue em linha com o planejado**, com estabilização esperada para o ano de 2026 e **redução a partir de 2027**.

Avanço na Reorganização Societária

Conclusão da Fase 1 da Reorganização Societária, com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. A **Fase 2**, que contempla a incorporação da Auren Operações pela Cesp, **foi aprovada** e segue sujeita ao cumprimento das condições precedentes e aprovações regulatórias.

Compensação do Curtailment

Publicação de portaria que **regulamenta os procedimentos para compensação dos cortes** de geração ocorridos entre setembro de 2023 e novembro de 2025. A Auren estima uma **compensação próxima de R\$ 300 milhões** e avalia a manifestação inicial ao mecanismo.

Construção de Cajuína 3

O projeto Cajuína 3 (112,1 MW) está aproximadamente **88% concluído**, tendo **iniciado a operação em teste** dos primeiros 6 aerogeradores. A entrada em operação comercial completa permanece prevista para **dezembro de 2026**.

Selo Pró-Ética

A Auren recebeu o **Selo Pró-Ética** da CGU, reconhecimento às empresas com programas efetivos de **integridade e prevenção à corrupção**. Obtida em sua 1ª participação no programa, a certificação reforça nosso compromisso com elevados padrões de **ética, governança, transparência e integridade**.

Agenda

1. Destaques 2T26

2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

5. Desempenho Financeiro

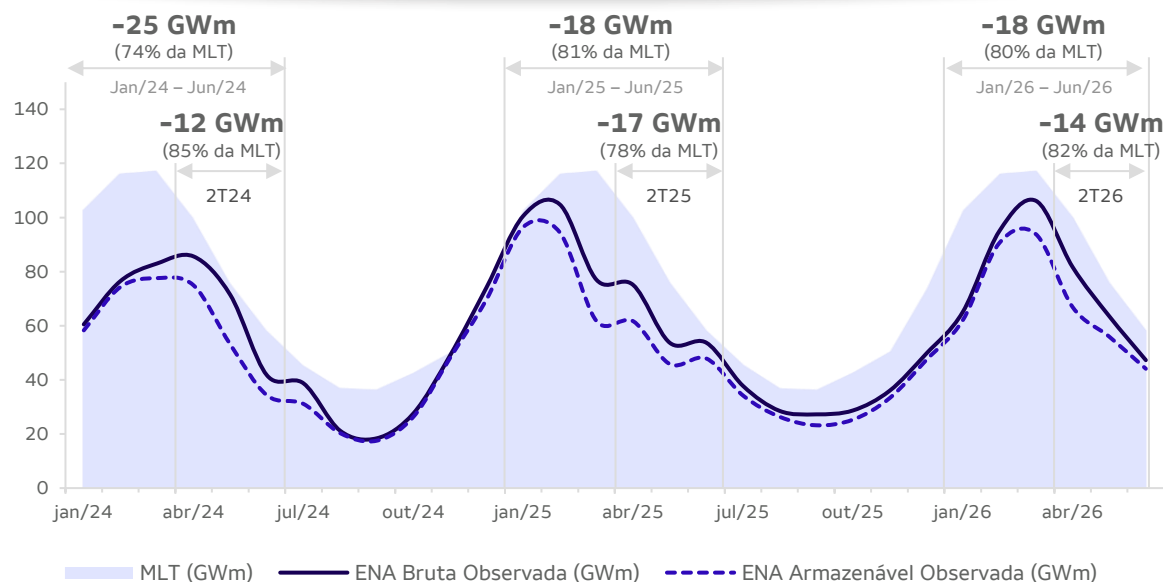
6. Estratégia Corporativa

7. Considerações Finais

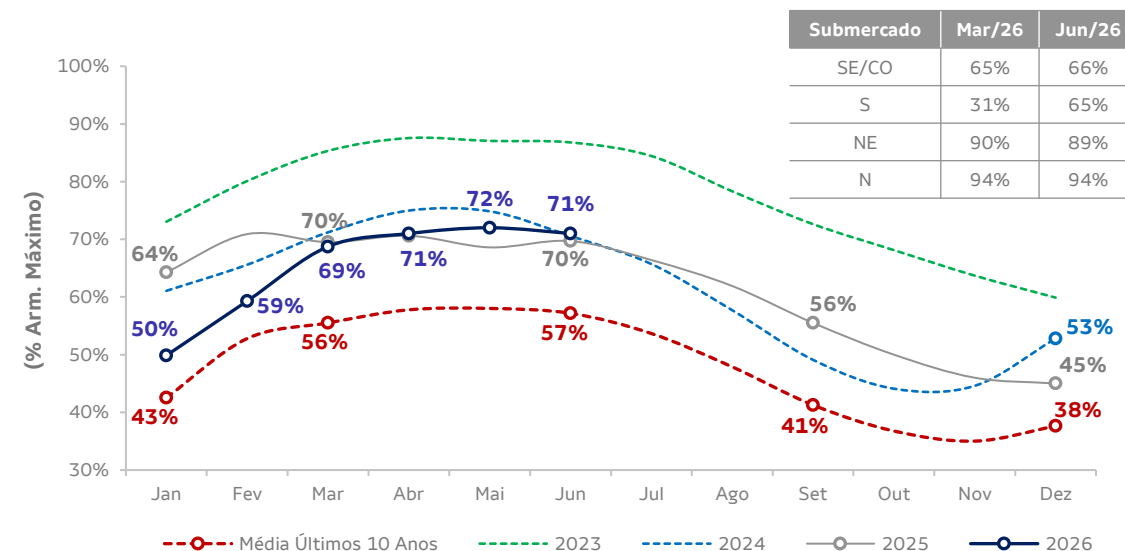
...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional - SIN

Após um início de período úmido marcado por afluições abaixo da média, a hidrologia apresentou um bom desempenho no 2T26, com **recuperação dos reservatórios** e manutenção de **níveis confortáveis de armazenamento no SIN**

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



Nível do Reservatório Equivalente (SIN)



- O trimestre foi marcado por **melhores condições hidrológicas**. Em maio, o **Sul registrou ENA de 112% da MLT**, impulsionando a recuperação dos reservatórios da região, enquanto o **SE/CO apresentou ENA média de 87% da MLT** no trimestre, contribuindo para a **manutenção de níveis confortáveis de armazenamento no SIN**.
- A ENA média do SIN foi de **82% da MLT no 2T26**, 3 p.p. acima dos 79% registrados no 1T26 e **4 p.p. superior ao observado no 2T25**, refletindo uma melhora gradual das afluições ao longo do período.

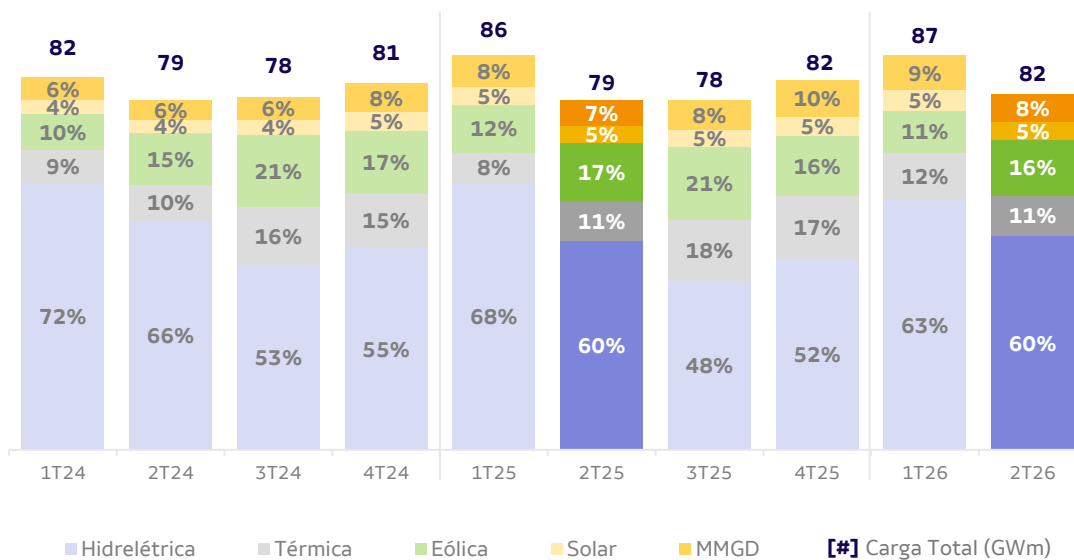
- A recuperação das afluições no Sul e as chuvas observadas no SE/CO contribuíram para a **estabilidade dos reservatórios** do SIN, que permaneceram entre **70% e 72% da capacidade máxima ao longo do trimestre**.
- O SIN encerrou o 2T26 com **71% de armazenamento**, 14 p.p. superior à média dos últimos dez anos e 1 p.p. acima do observado ao final do 2T25.

...: Evolução da Matriz e Deslocamento Hidrelétrico

A melhora das condições hidrológicas contribuiu para que o GSF atingisse 99% no 2T26, enquanto a **participação das diversas fontes** no atendimento da demanda **permaneceu estável** em relação ao 2T25

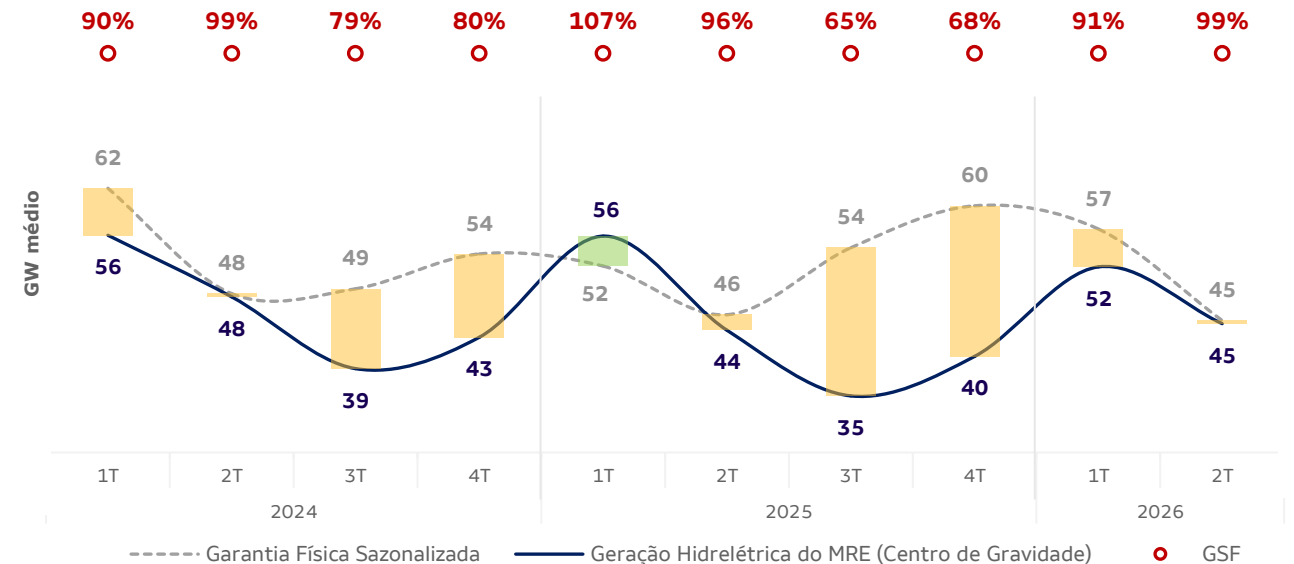
Atendimento à Carga por Fonte (SIN, GWm)

Fonte: ONS



Deslocamento Hidrelétrico (GWm, % GSF)

Fonte: CCEE



- A carga do SIN apresentou crescimento de 3,2% em relação ao 2T25, porém ficou **2% abaixo da projeção do ONS**, influenciada por **temperaturas abaixo da média climatológica no SE/CO** pelo 5º trimestre consecutivo.
- A **geração solar**, considerando usinas centralizadas e MMGD, **aumentou levemente a sua participação no atendimento à carga do SIN**, atingindo 13% no 2T26 (vs. 12% no 2T25), enquanto a **fonte eólica reduziu sua contribuição** em 1 p.p. em resposta ao **menor recurso eólico** e ao **maior nível de curtailment** entre os trimestres comparados.

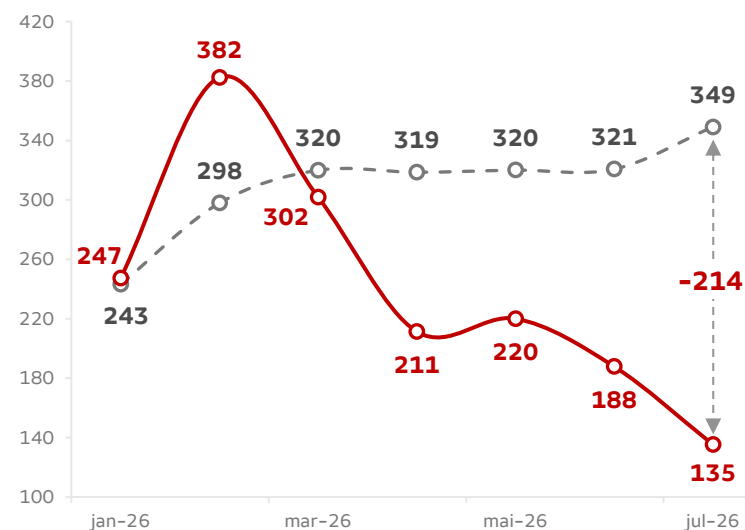
- GSF de 99% no 2T26**, patamar superior ao observado no 2T25 (96%).
- Do **aumento de 3 p.p. no GSF**, aproximadamente 2 p.p. são explicados pela **maior geração hidrelétrica do MRE** (45 GW médios no 2T26 vs. 44 GW médios no 2T25). O 1 p.p. restante decorre da **menor alocação de garantia física** pelos participantes do MRE (45 GW médios no 2T26 vs. 46 GW médios no 2T25).

...: PLD e Volatilidade

A combinação de melhor hidrologia e menor demanda **reduziu a expectativa de preços para 2026**, enquanto a incerteza em relação aos impactos do El Niño pressiona os preços em **2027**

Evolução dos Preços de Mercado e PLD SE/CO (R\$/MWh)

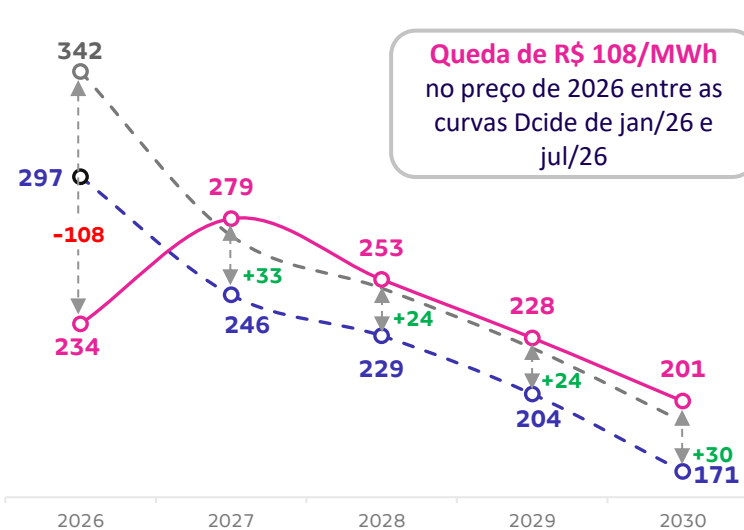
Evolução do preço em 2026 (R\$/MWh)



—○— Curva de Mercado em 27/jan (DCIDE) —○— PLD Médio Realizado

Fonte: Dcide, ONS e CCEE

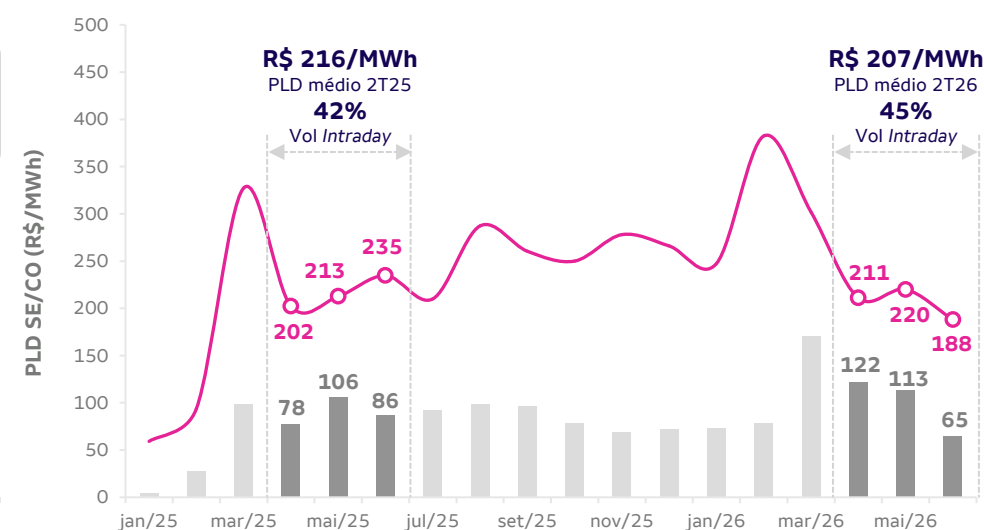
Curva de Longo Prazo – 2026 a 2030 (R\$/MWh)



Queda de R\$ 108/MWh no preço de 2026 entre as curvas Dcide de jan/26 e jul/26

—○— Dez/25 —○— Jan/26 —○— Jul/26

PLD e Volatilidade (R\$/MWh)



Desvio padrão PLD SE/CO (R\$/MWh)

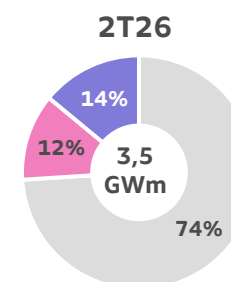
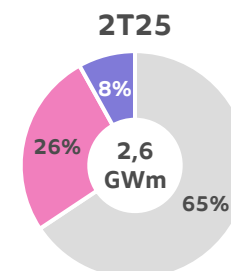
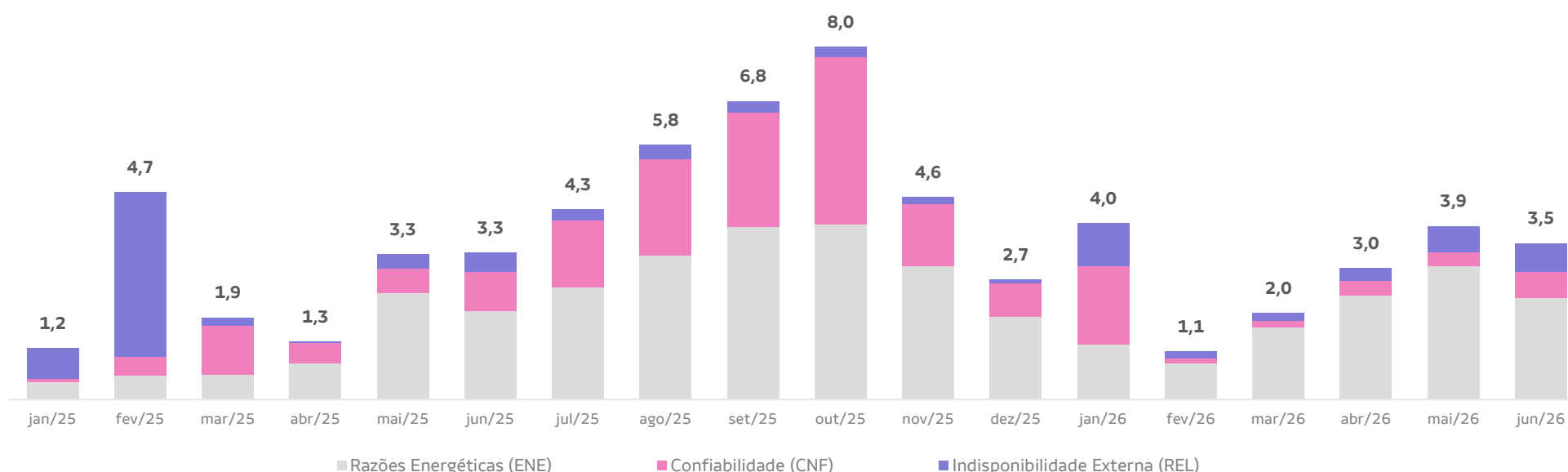
- O **PLD médio do submercado SE/CO** foi **R\$ 207/MWh** no **2T26**, inferior aos **R\$ 216/MWh** registrados no **2T25** e **significativamente abaixo dos R\$ 308/MWh registrados no 1T26**, com manutenção da **volatilidade intraday em patamar elevado** (45% tanto no 2T26 como no 1T26 vs. 42% no 2T25).
- A **elevada volatilidade** decorre principalmente da concentração de produção de energia em determinado período do dia, reflexo da **expansão da capacidade de MMGD**.
- Dado o PLD mais elevado nos submercados Norte e Nordeste em relação ao 2T25, o descolamento entre essas regiões e o submercado Sudeste/Centro-Oeste apresentou níveis mais reduzidos, com diferença média de apenas **R\$ 43/MWh** ante **R\$ 62/MWh** observados no mesmo período do ano anterior. Na comparação com o 1T26, o descolamento foi **R\$ 21/MWh**.

...: Curtailment

No 2T26, o **curtailment** sobre a geração total do SIN foi de **16%** para a fonte eólica e **26%** para a solar, segundo o ONS

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

Fonte: ONS e CCEE



- O **curtailment total** registrado para a fonte **eólica** no SIN foi de **16%** (2,2 GW médios) no 2T26, **superior aos 12% (1,7 GW médios) verificados no 2T25** e aos 15% (1,6 GW médios) no 1T26.
- Para a fonte **solar**, o **curtailment** atingiu **26%** (1,3 GW médio) no trimestre, superando a restrição de **23%** (1,0 GW médio) **no 2T25** e muito acima se comparado aos 16% (0,8 GW médio) registrados no primeiro trimestre de 2026.
- Os cortes classificados como confiabilidade (CNF) e indisponibilidade externa (REL) representaram 26% do **curtailment** no trimestre, participação inferior à observada no 2T25, quando tais cortes responderam por 35%.

Agenda

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

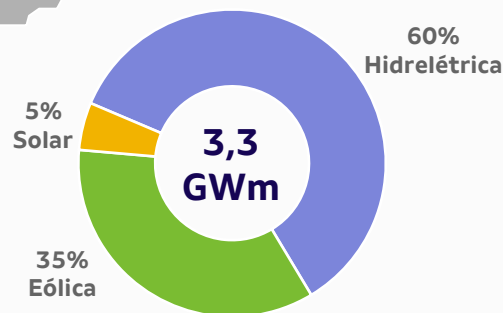


...: Desempenho Operacional Consolidado

A produção de energia pelos ativos da Companhia foi influenciada pelo **menor recurso eólico** no trimestre, compensado pela **maior incidência de recurso solar** e **maior despacho hidrelétrico** das usinas do MRE

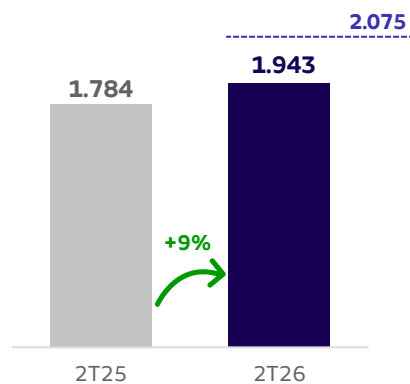
- Ativos Hidrelétricos Próprios
- Participação Minoritária (UHEs)
- Ativos Eólicos
- Ativos Solares

Geração 2T26 por Fonte



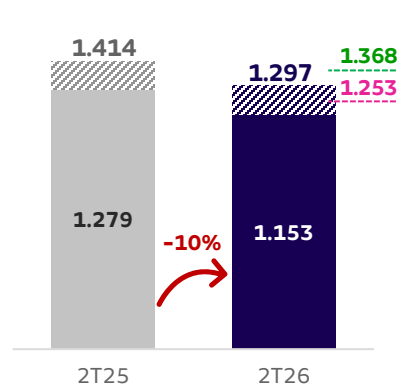
Hidrelétrica

Geração vs. Garantia Física



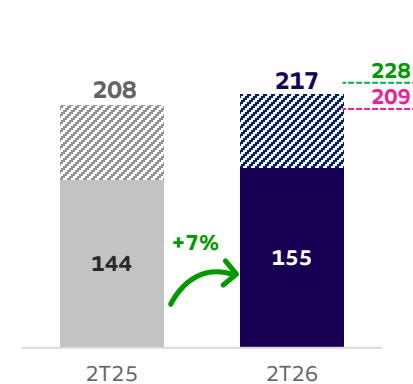
Eólica

Geração¹ vs. Certificação



Solar

Geração¹ vs. Certificação



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

- Aumento de 9% no despacho vs. 2T25
- Disponibilidade³ de 95% vs. Referência ANEEL⁴ de 93%

- Disponibilidade de 93% no 2T26 e 2T25
- Geração¹ de 92% do P90
- Geração potencial² de 103% do P90 e 95% do P50

- Disponibilidade de 99% no 2T26 e 2T25
- Geração¹ de 74% do P90
- Geração potencial² de 104% do P90 e 95% do P50

1 – Considera a produção de energia somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento; 2 – Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment; 3 – 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; 4 – Disponibilidade de referência ponderada pela capacidade instalada de cada usina.

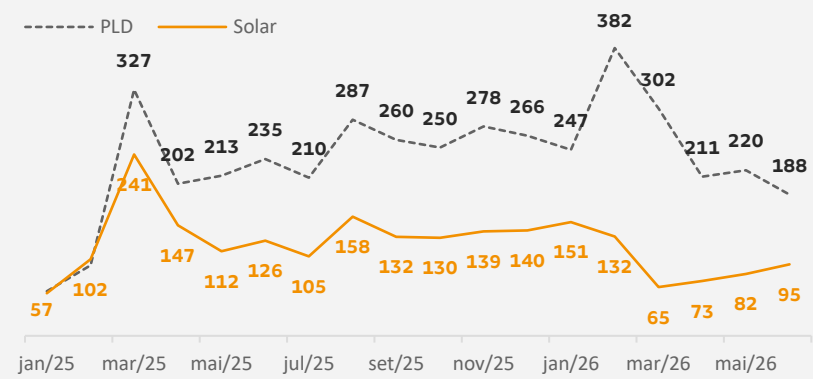
Agenda

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

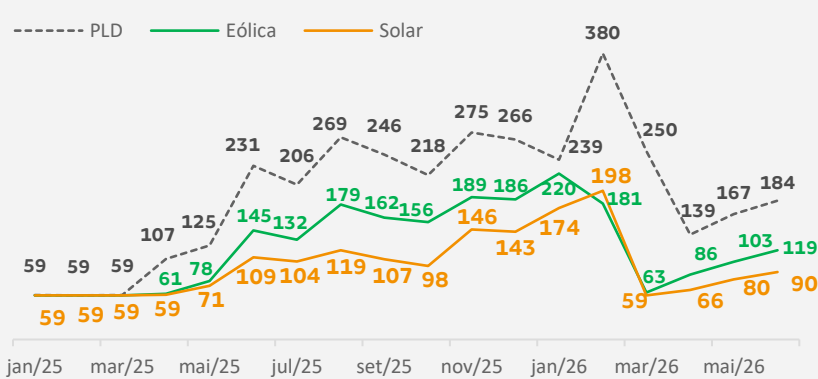
...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

Valor de Recompria do *Curtailment*

Submercado SE/CO
(R\$/MWh)



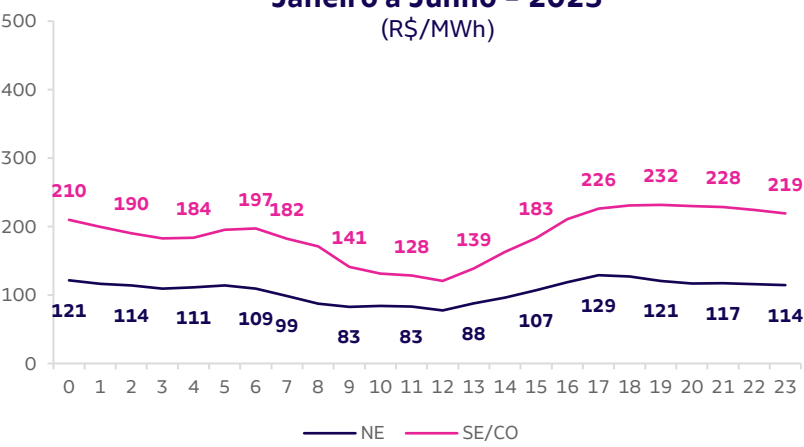
Submercado NE
(R\$/MWh)



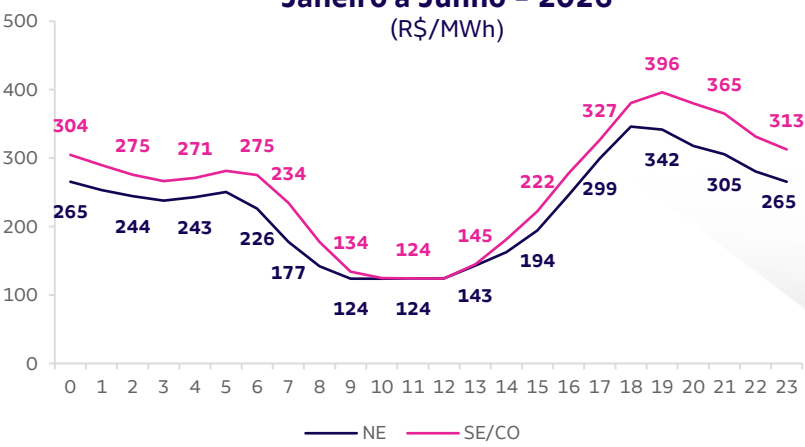
Os impactos negativos da frustração de geração decorrente do *curtailment* nos parques que comercializaram energia no mercado livre foram atenuados **em função do PLD mais baixo nos horários em que ocorreram os cortes**

Média do Preço Horário por Submercado

Janeiro a Junho - 2025
(R\$/MWh)



Janeiro a Junho - 2026
(R\$/MWh)



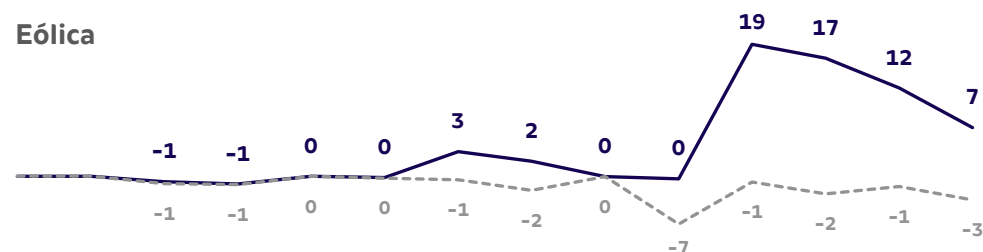
A maior volatilidade horária no SIN **ampliou os ganhos com modulação** em 2026

...: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

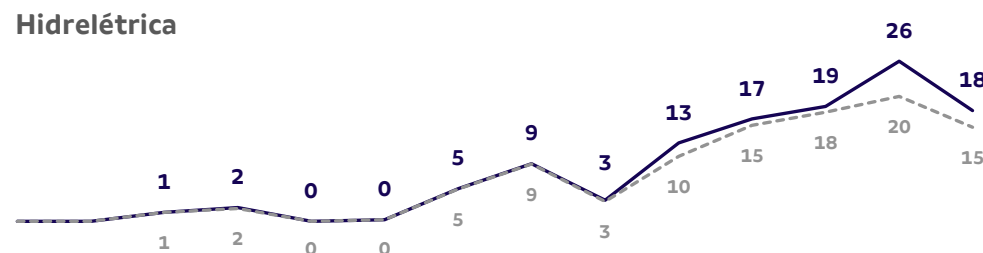
Os **ganhos de modulação** capturados pela Auren totalizaram **R\$ 71 milhões no trimestre** e **R\$ 168 milhões nos 6M26**, mitigando mais de **90% dos efeitos adversos do curtailment** no acumulado do ano

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

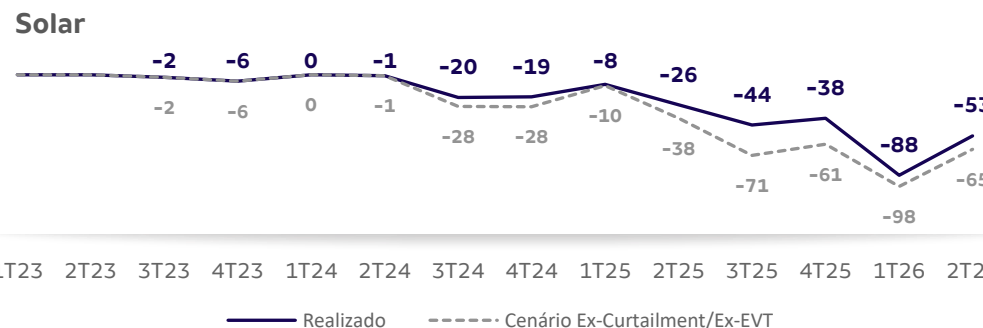
Eólica



Hidrelétrica

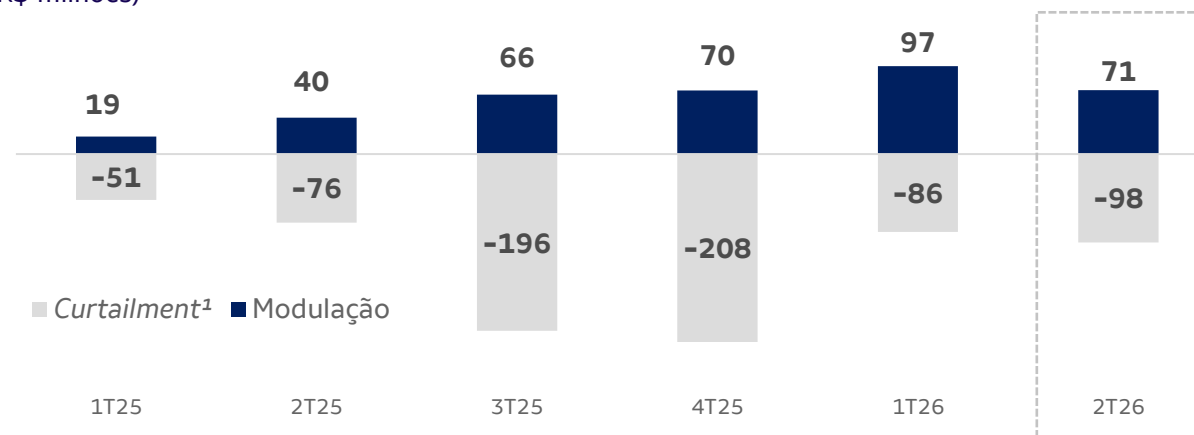


Solar



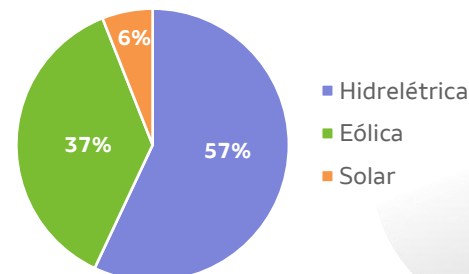
Impacto do Curtailment e Ganhos com Modulação

Curtailment e Modulação
(R\$ milhões)



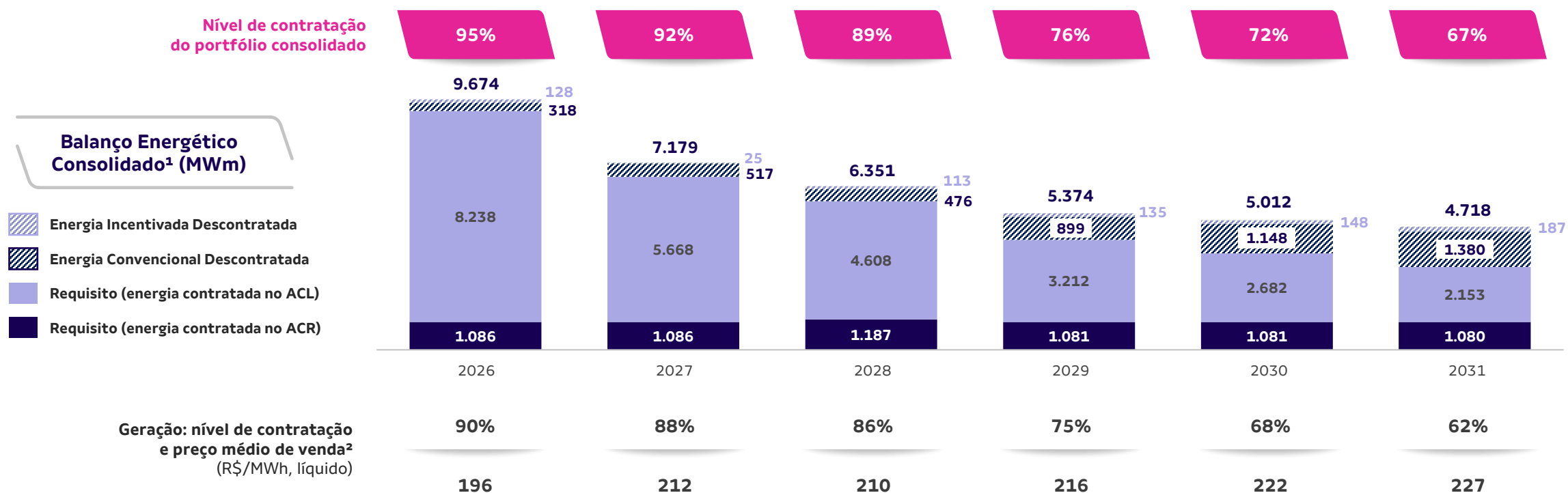
1 – Líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) sujeita à ressarcimento.

Composição do Portfólio Auren
(% da Garantia Física)



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

Intensa atividade de comercialização, com mais de 800 MW médios transicionados em 2026. Durante o trimestre, a Auren manteve sua posição *long* entre 2027-2030



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 Carbocloro. A garantia física está líquida de perdas na rede para todos os anos e líquida de GSF apenas para o período já concluído (6M26). O balanço energético não considera o potencial efeito de GSF e *curtailment* futuros; 2 – Preço líquido de impostos (PIS/COFINS e ISS), data-base: 30 de junho de 2026.

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

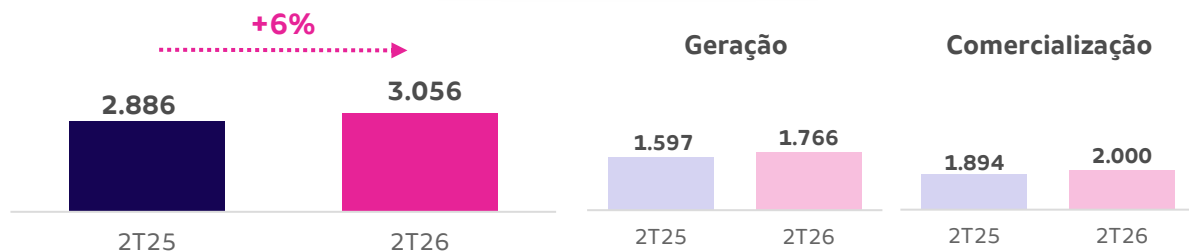
Agenda

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

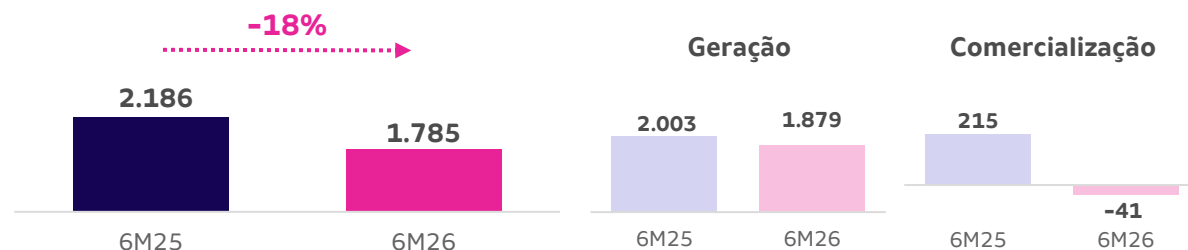
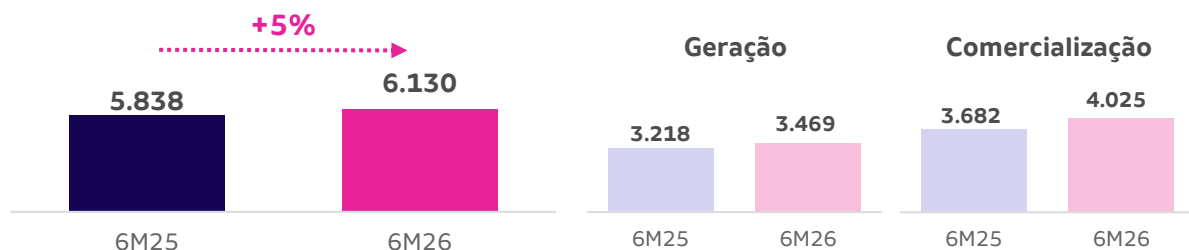
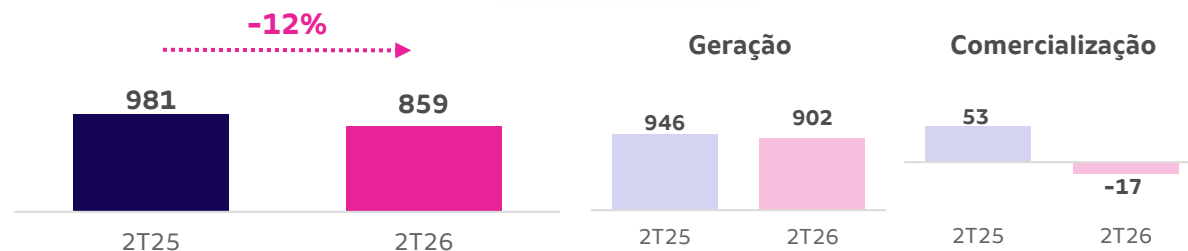
...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

EBITDA Ajustado de **R\$ 859 milhões**, com **redução da dívida líquida** no trimestre

Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



Consolidado: queda de 12% no EBITDA Ajustado, explicada pelo **menor resultado da comercializadora**, pelo **recurso eólico abaixo do observado no 2T25** e pelo **curtailment mais elevado**. Esses efeitos foram atenuados pelos **ganhos de modulação** (+R\$ 30 milhões vs. 2T25), que mitigaram parcela relevante do efeito do *curtailment* no período.

Geração: queda de 5% no EBITDA Ajustado de Geração, reflexo de **menores resultados nos segmentos eólico** (-R\$ 45 milhões vs. 2T25) em função da menor geração, e **hidrelétrico** (-R\$ 10 milhões vs. 2T25), reflexo de preços mais baixos dos contratos ACL, parcialmente compensados pelo maior ganho com modulação.

Comercialização: excluindo-se o efeito da cessão do contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, o **EBITDA seria de aproximadamente -R\$ 1 milhão**. A variação em relação ao 2T25 reflete principalmente a menor margem de comercialização.

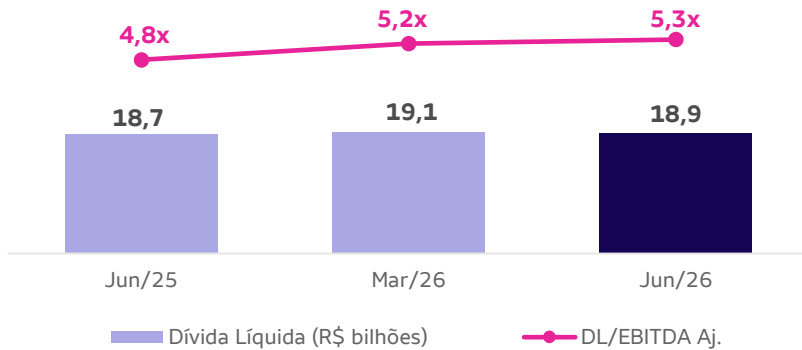
PMSO: aumento de 9% vs. o 2T25, explicado principalmente pela inflação do período, pela consolidação da Way2 e pelo escalonamento dos contratos de O&M dos ativos eólicos.

Dividendos das Participações Minoritárias nas Hidrelétricas: **R\$ 110 milhões no 2T26**, crescimento de 45% vs. 2T25 (+R\$ 34 milhões) em função do **melhor resultado apurado**.

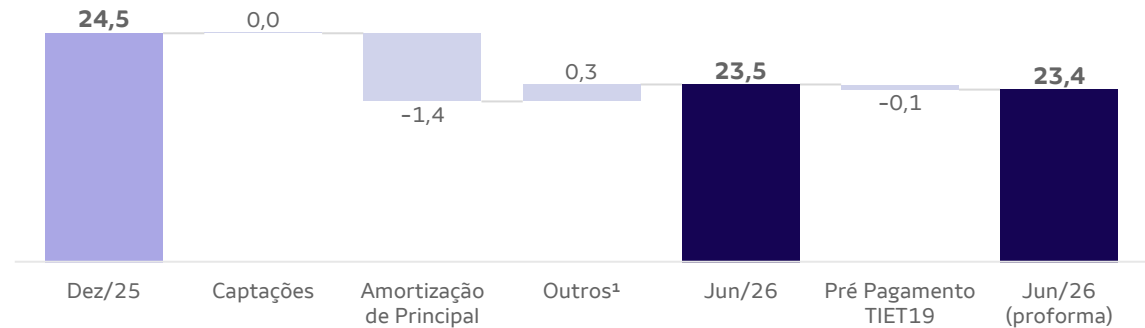
...: Desempenho Financeiro – Gestão Disciplinada da Estrutura de Capital

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

Evolução da Alavancagem

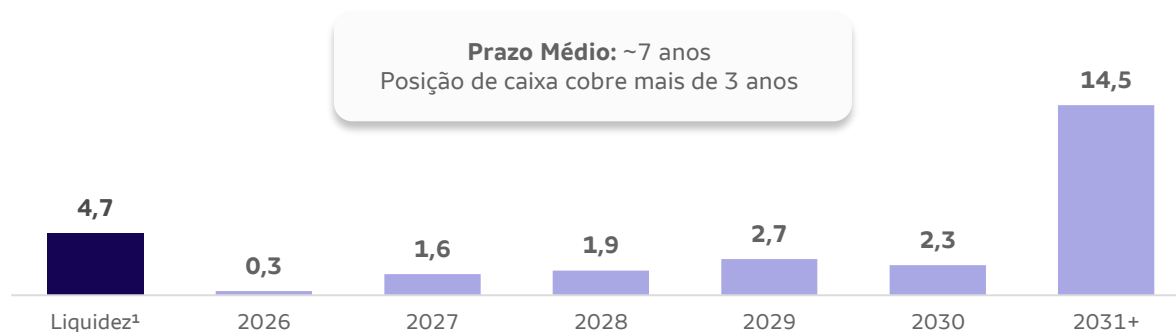


Movimentação da Dívida Bruta (R\$ bilhões)

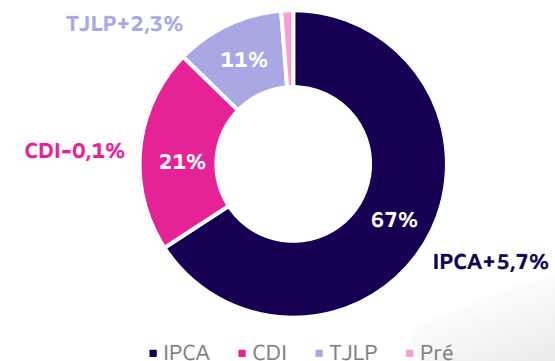


CDI-2,1%
Custo da Dívida

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



Perfil da Dívida Líquida



AAA
Auren Energia e Subsidiárias

FitchRatings

MOODY'S
RATINGS

Agenda

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

...: Curtailment: Avanços na Frente Regulatória

Em 21 de julho, o MME publicou a **Portaria nº 140/2026**, estabelecendo o Termo de Compromisso e as **diretrizes para a compensação financeira dos cortes de geração** de usinas eólicas e solares no SIN entre setembro de 2023 e novembro de 2025

O que a Portaria reconhece

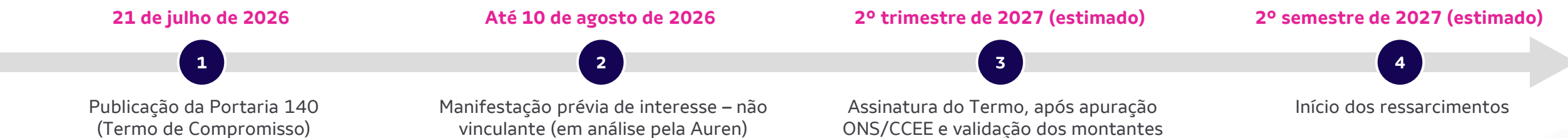
- Cortes por Confiabilidade (CNF) e Indisponibilidade Externa (REL) de usinas eólicas e solares.
- Período contemplado: setembro de 2023 a novembro de 2025.
- Direito à compensação via Termo de Compromisso (art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004).

O que ainda está em aberto

- Cortes por Razão Energética não são reconhecidos.
- Ausência de tratamento regulatório para o período transitório (nov/25 até o momento atual).
- Cortes futuros (a partir de nov/2025) dependem de regulamentação da ANEEL.

Próximos Passos

(cronograma estimado)



~R\$ 300 milhões
compensação estimada para a Auren

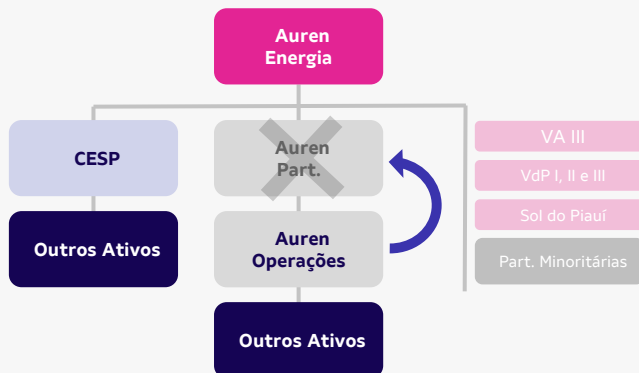
...: Reorganização Societária

Em 31 de maio, a Auren **concluiu a 1ª etapa da Reorganização Societária** (Fase 1), com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. Em 24 de junho, a **Fase 2 foi aprovada** (incorporação da Auren Operações pela CESP), condicionada a aprovações regulatórias e demais condições precedentes

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

...: Principais *Takeaways*

Outlook 2026: permanecemos focados na execução disciplinada da estratégia operacional e financeira da Companhia, com foco no aprimoramento de processos internos, captura de eficiências com o orçamento base zero (OBZ), conclusão da reorganização societária e avanço 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. Em um cenário de preços estruturalmente mais elevados, a Companhia permanece bem posicionada para capturar valor.

Trajetória de desalavancagem: a Companhia busca atingir um nível de alavancagem entre 3-3,5x ao longo dos próximos anos. A perspectiva de redução a partir de 2027 permanece suportada pela redução do Capex e aumento do EBITDA com a entrada em operação comercial de Cajuína 3 e crescimento do preço médio contratado.

Regulatório: a publicação da Portaria MME nº 140 representou um avanço relevante na definição do mecanismo de compensação dos cortes de geração ocorridos entre 2023 e 2025. Paralelamente, a Companhia segue acompanhando as discussões regulatórias para o tratamento dos cortes futuros e a divulgação dos termos de correção e forma de pagamento da indenização dos investimentos prudentes da CESP.



Relações com Investidores



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br

2Q26

Results Presentation

AUGUST 2026



Disclaimer

This material contains summarized information and involves a certain degree of risk and uncertainty regarding business trends, financial performance, strategies, economic conditions, among other matters. Such information 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 of these factors, the Company's actual results may differ materially from those expressed or implied in this material.

The Company makes no representation or warranty, either expressly or implicitly, in any form or to any extent, that the trends disclosed in this material will be achieved or confirmed. The information and opinions contained herein should not be construed as a recommendation to current or potential investors, and no investment decision should be based on the timeliness, accuracy, or completeness of such information or opinions. Neither the Company's representatives, advisors, nor any parties related to them shall have any liability whatsoever for any losses arising from the use of, or reliance upon, the contents of this material

Agenda

1. 2Q26 Highlights

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

...: 2Q26 Highlights

Auren reports **Adjusted EBITDA of R\$ 859 million in 2Q26**, highlighted by the **start of the run-test activities at the Cajuína 3 Complex**

Portfolio Resilience

Modulation gains of R\$ 71 million in 2Q26 **mitigated a significant portion of the curtailment impact** (R\$ 98 million). The result was 75% higher than in 2Q25, reflecting the Company's generation profile, higher price volatility, and higher average PLD during the period.

Financial Management Discipline

Net debt decreased by R\$ 194 million in 2Q26, with leverage ending the period at **5.3x Adjusted Net Debt/Adjusted EBITDA**. The **deleveraging trajectory remains on track**, with stabilization expected in 2026 and **reduction beginning in 2027**.

Progress in the Corporate Reorganization

Completion of Phase 1 of the Corporate Reorganization, with the merger of Auren Participações into Auren Operações. **Phase 2**, which includes the merger of Auren Operações into Cesp, **has been approved** and remains subject to the fulfillment of conditions precedent and regulatory approvals.

Curtailment Compensation

Publication of the ordinance **regulating the procedures for compensation of generation curtailments** occurred between September 2023 and November 2025. Auren estimates **compensation of approximately R\$ 300 million** and is evaluating its initial enrollment in the mechanism.

Construction of Cajuína 3

The Cajuína 3 project (112.1 MW) is approximately **88% complete**, with **run-test activities initiated** for the first 6 of its wind turbines. Full commercial operation remains expected by **December 2026**.

Selo Pró-Ética¹

Auren received the **CGU Selo Pró-Ética**, a recognition awarded to companies with effective **integrity and anti-corruption programs**. Earned in its first participation in the program, the certification reinforces our commitment to high standards of **ethics, governance, transparency, and integrity**.

Agenda

1. 2Q26 Highlights

2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

5. Financial Performance

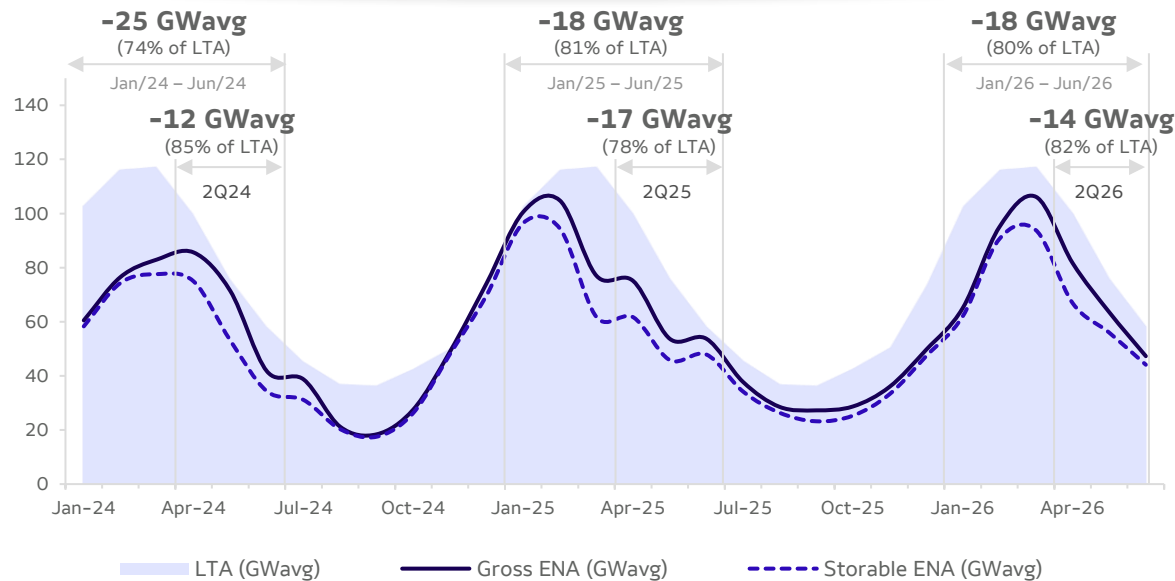
6. Corporate Strategy

7. Closing Remarks

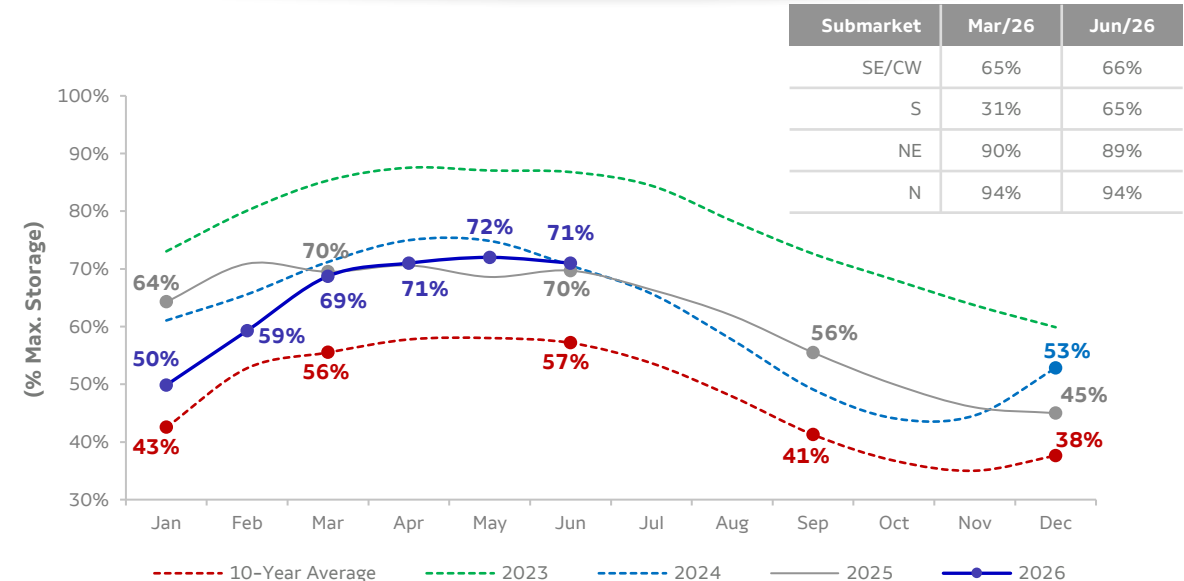
...: Performance of the National Interconnected System - SIN

Following the beginning of the wet season marked by below-average inflows, hydrological conditions improved in 2Q26, with **reservoir recovery** and the **maintenance of comfortable storage levels across the SIN**

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



Equivalent Reservoir Level (SIN)



Source: ONS

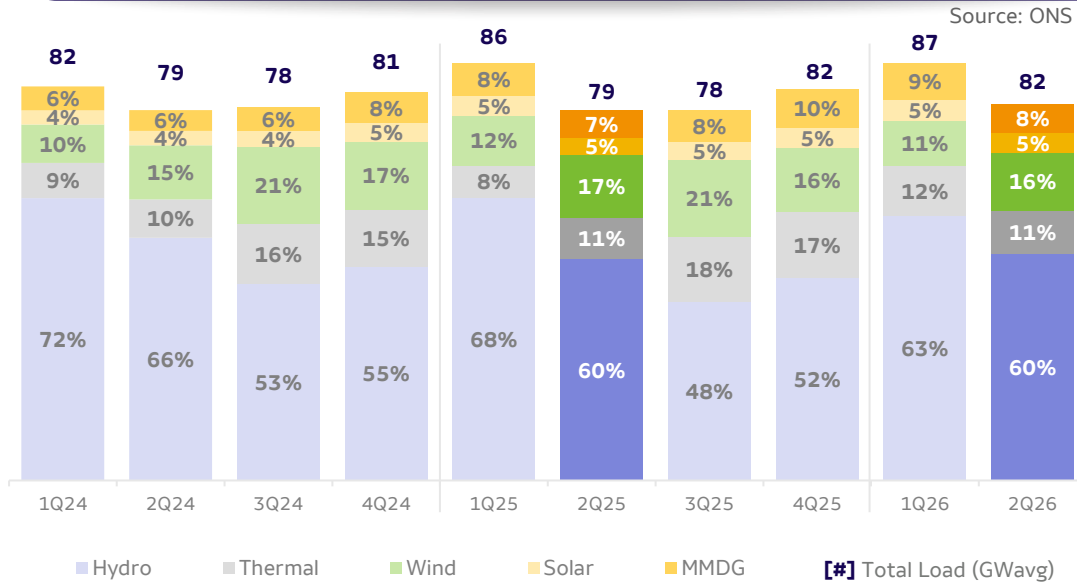
- The quarter was marked by **improved hydrological conditions**. In May, the **South region recorded ENA of 112% of LTA**, supporting reservoir recovery, while the **SE/CW region reported average ENA of 87% of LTA** during the quarter, contributing to the **maintenance of comfortable storage levels** across the SIN.
- Average ENA in the SIN reached **82% of LTA in 2Q26**, 3 p.p. above the 79% recorded in 1Q26 and **4 p.p. above the level observed in 2Q25**, reflecting a gradual improvement in inflows throughout the period.

- The recovery of inflows in the South and rainfall observed in the SE/CW contributed to the **stability of SIN reservoirs**, which remained between **70% and 72% of maximum capacity** throughout the quarter.
- The **SIN closed 2Q26 with 71% storage**, 14 p.p. above the average of the last ten years and 1 p.p. above the level observed at the end of 2Q25.

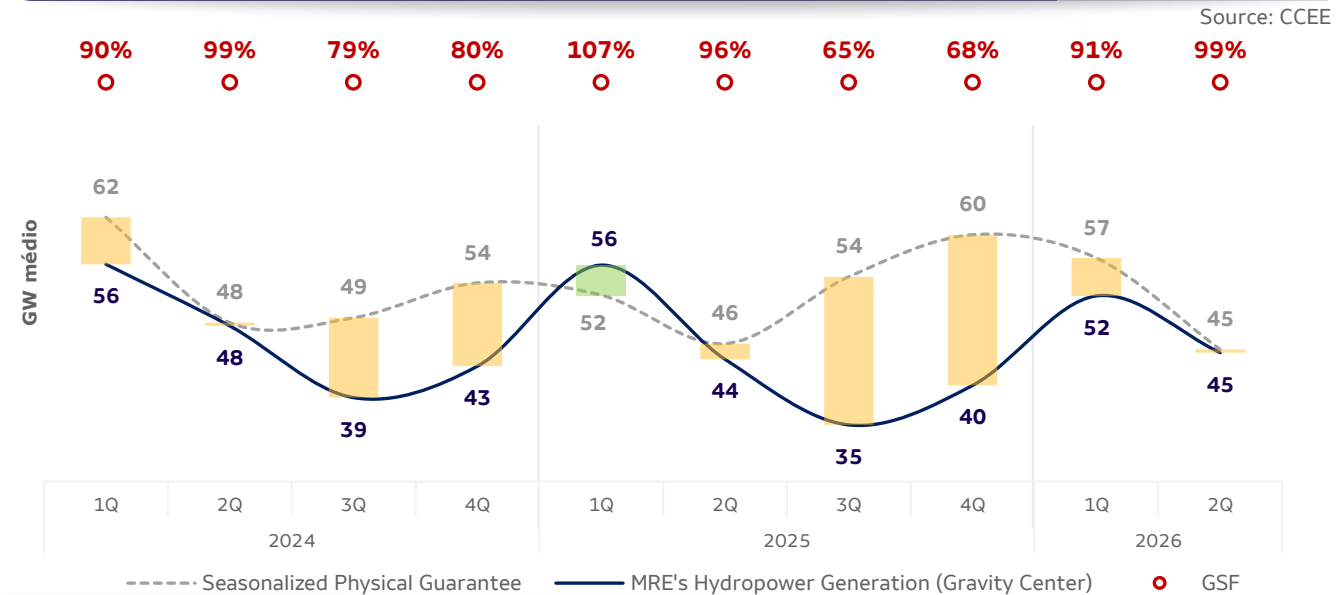
...: Energy Mix Evolution and Hydroelectric Displacement

Improved hydrological conditions contributed to the GSF reaching 99% in 2Q26, while the **contribution of the different sources to meeting demand remained stable compared to 2Q25**

Energy Supply by Source (SIN, GWavg)



Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)



- SIN load increased by 3.2% compared to 2Q25 but remained **2% below ONS projections**, influenced by **below-average temperatures in the SE/CW region** for the fifth consecutive quarter.
- Solar generation**, considering both utility-scale plants and MMDG, continued to **increase its share in serving SIN load**, reaching 13% in 2Q26 (vs. 12% in 2Q25), while **wind generation reduced its contribution** by 1 p.p., reflecting **lower wind resource availability and higher curtailment levels** compared to the same periods.

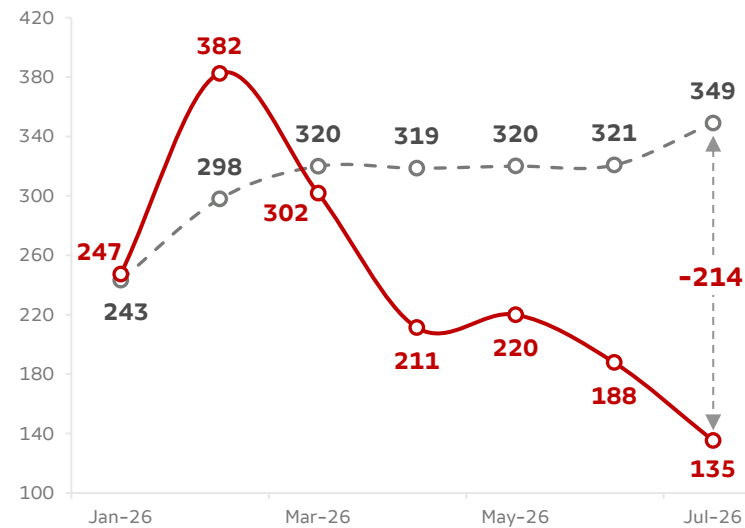
- GSF reached 99% in 2Q26**, above the level recorded in 2Q25 (96%).
- Of the **3 p.p. increase in GSF**, approximately 2 p.p. were driven by **higher hydroelectric generation within the MRE** (45 GWavg in 2Q26 vs. 44 GWavg in 2Q25). The remaining 1 p.p. resulted from **lower physical guarantee allocation** by MRE participants (45 GWavg in 2Q26 vs. 46 GWavg in 2Q25).

...: PLD and Volatility

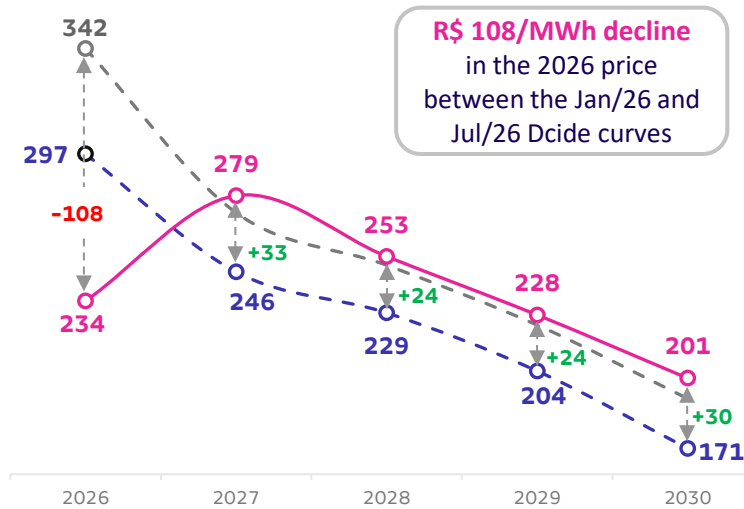
The combination of improved hydrological conditions and lower demand **reduced prices in 2026**, while uncertainty regarding the impacts of El Niño continues to **support prices in 2027**

Market Price and SE/CW PLD Evolution (R\$/MWh)

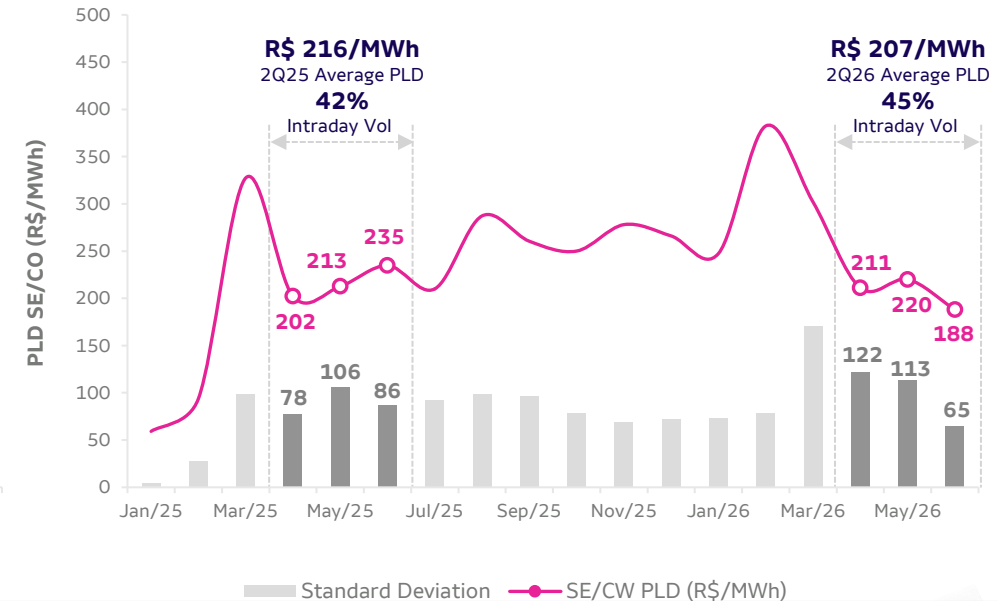
Price Evolution in 2026 (R\$/MWh)



Long-Term Curve – 2026 to 2030 (R\$/MWh)



PLD and Volatility (R\$/MWh)



Source: Dcide, ONS and CCEE

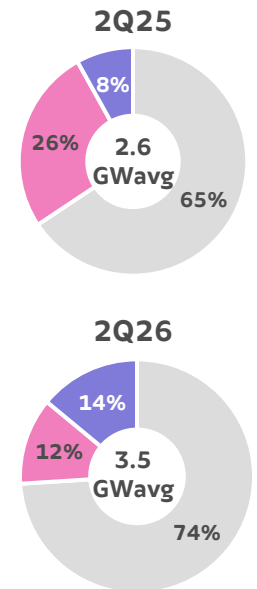
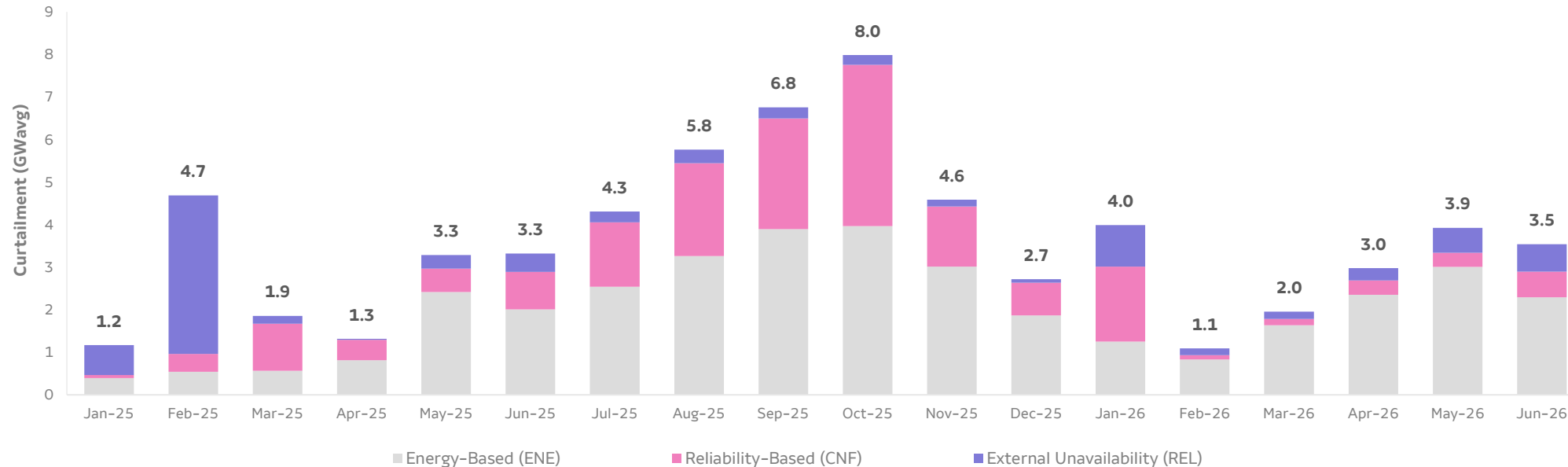
- **Average PLD in the SE/CW submarket was R\$ 207/MWh in 2Q26**, below the R\$ 216/MWh recorded in 2Q25 and **significantly lower than the R\$ 308/MWh recorded in 1Q26**, while **intraday volatility remained at elevated levels** (45% in both 2Q26 and 1Q26, compared to 42% in 2Q25)
- **High volatility** is primarily driven by the concentration of energy production during specific periods of the day, reflecting the **expansion of MMGD capacity**.
- Given the higher PLD levels in the North and Northeast submarkets compared to 2Q25, the spread between these regions and the Southeast/Center-West submarket remained below, with an average difference of only **R\$ 43/MWh**, compared to **R\$ 62/MWh** recorded in the same period of the previous year. Compared to 1Q26, however, the **spread was R\$ 21/MWh**.

...: Curtailment

In 2Q26, curtailment represented **16% of total SIN wind generation** and **26% of solar generation**, according to ONS

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

Source: ONS and CCEE



- **Total curtailment for wind generation in the SIN reached 16%** (2.2 GWavg) in 2Q26, **significantly above** the 12% (1.7 GWavg) recorded in 2Q25 and the 15% (1.6 GWavg) registered in 1Q26.
- For **solar generation, curtailment reached 26%** (1.3 GWavg) during the quarter, **exceeding the 23%** (1.0 GWavg) recorded in 2Q25 and **well above** the 16% (0.8 GWavg) observed in 1Q26.
- Curtailments classified as reliability-related (CNF) and external unavailability (REL) accounted for 26% of total curtailment during the quarter, down from 35% in 2Q25.

Agenda

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

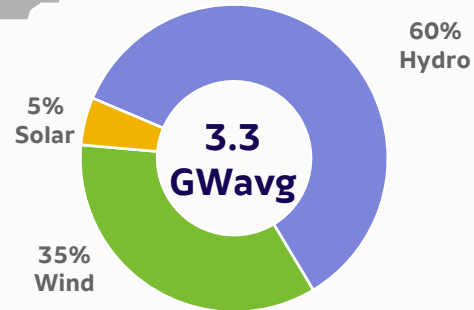


...: Consolidated Operational Performance

Energy production from the Company's assets was impacted by **lower wind resource availability** during the quarter, offset by **stronger solar resource** conditions and **higher hydro dispatch from MRE plants**

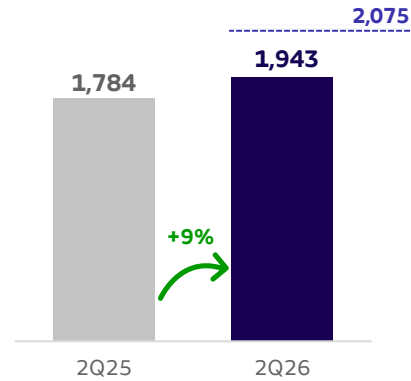
- Proprietary Hydroelectric Assets
- Minority Interests (HPPs)
- Wind Assets
- Solar Assets

2Q26 Generation by Source



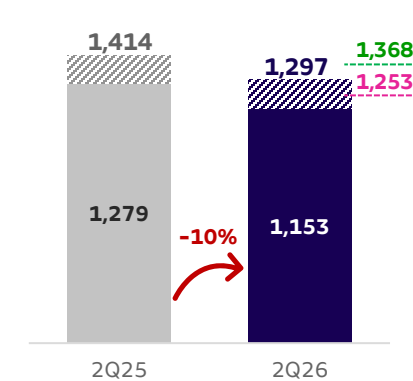
Hydro

Generation vs. Firm Energy



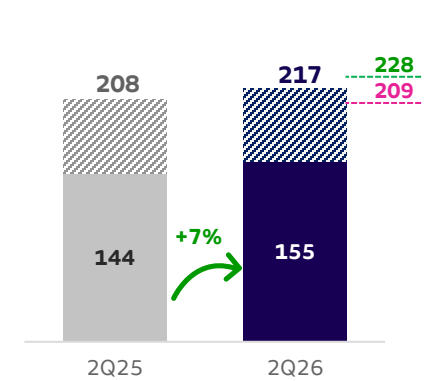
Wind

Generation¹ vs. Certification



Solar

Generation¹ vs. Certification



..... Firm Energy P50 P90 ■ Generation¹ ▨ Potential Generation²

- **9% increase** in dispatch compared to 2Q25
- **Availability³ of 95%** vs. ANEEL Reference⁴ of 93%

- **Availability of 93%** in both 2Q26 and 2Q25
- **Generation¹ at 92%** of P90
- **Potential generation² at 103%** of P90 and **95%** of P50

- **Availability of 99%** in both 2Q26 and 2Q25
- **Generation¹ at 74%** of P90
- **Potential generation² at 104%** of P90 and **95%** of P50

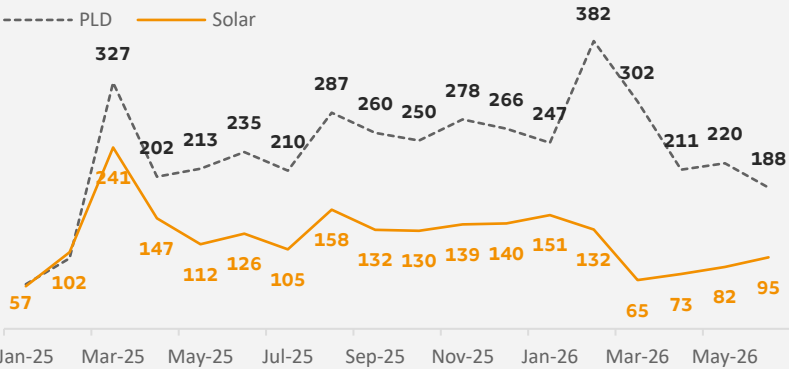
Agenda

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

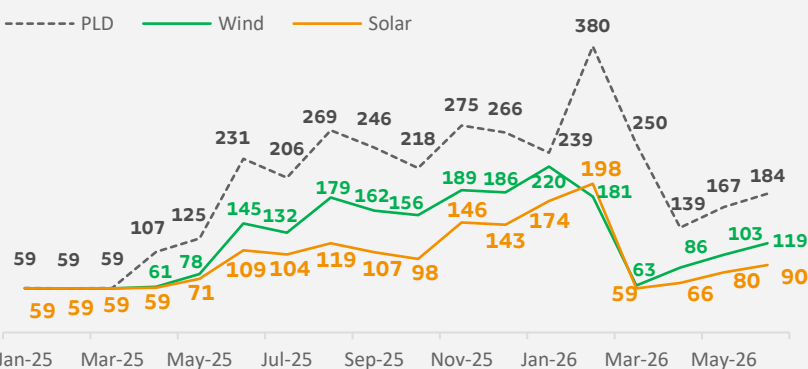
...: Systemic Effects on the Portfolio

Curtailment Repurchase Value

SE/CW Submarket
(R\$/MWh)



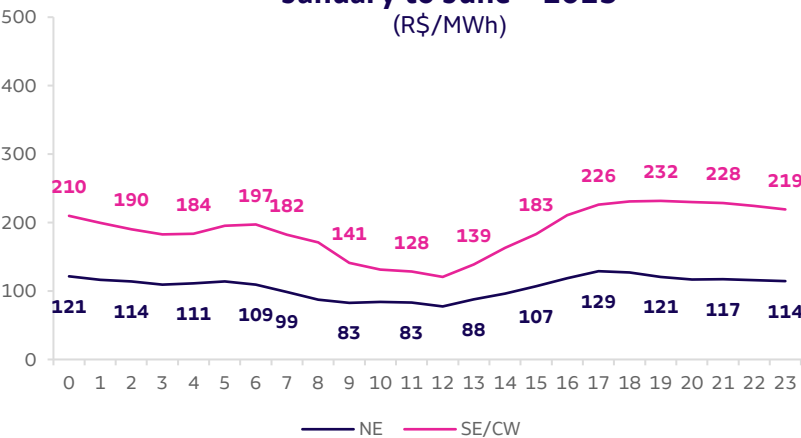
NE Submarket
(R\$/MWh)



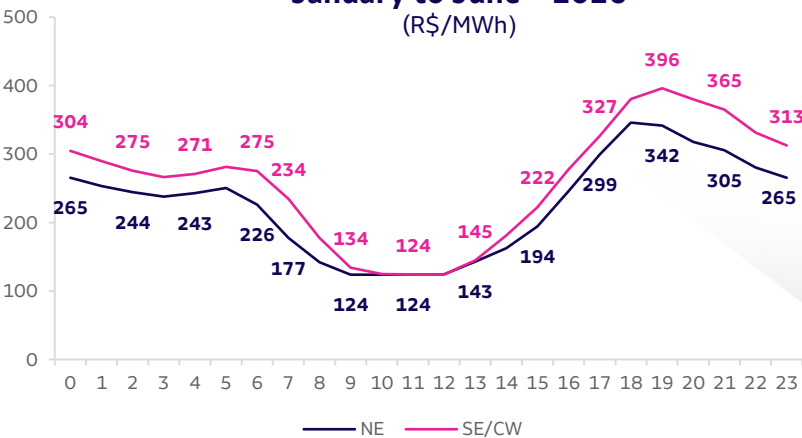
The negative financial impact of generation shortfalls resulting from curtailment at facilities that sold energy in the free market **was mitigated due to lower spot price (PLD) levels during the hours in which the cuts occurred**

Average Hourly Price by Submarket

January to June - 2025
(R\$/MWh)



January to June - 2026
(R\$/MWh)



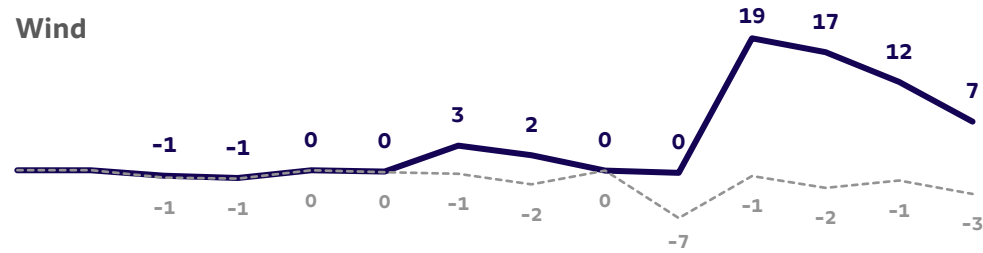
Greater hourly volatility in the SIN **increased modulation gains** in 2026

...: Systemic Effects on the Portfolio

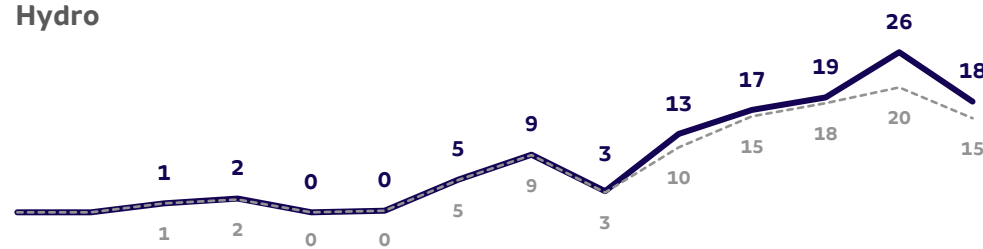
Auren captured modulation gains of **R\$ 71 million** in the quarter and **R\$ 168 million** in 6M26, mitigating more than **90%** of the adverse effects of curtailment year-to-date

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

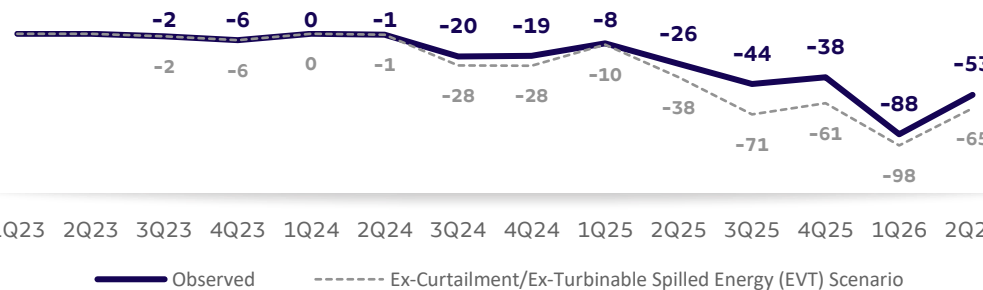
Wind



Hydro

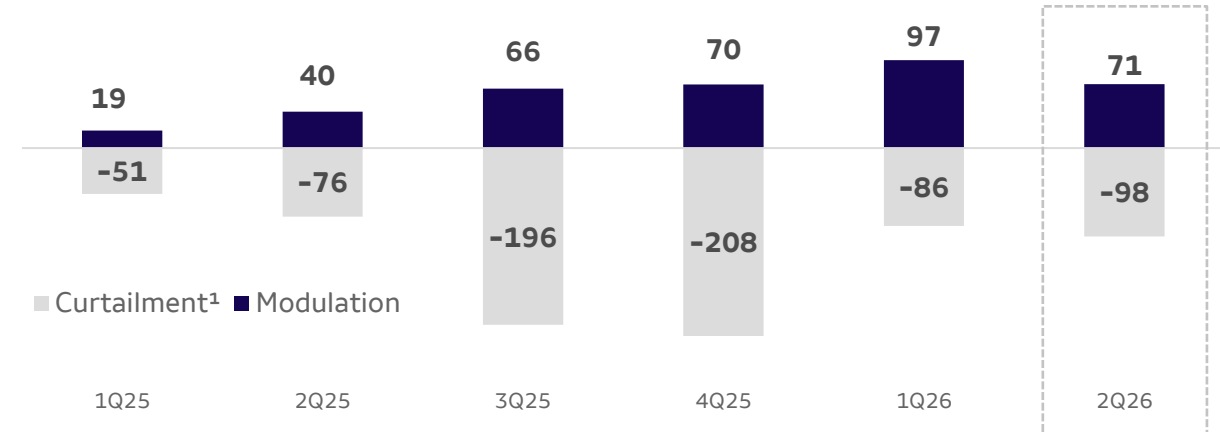


Solar



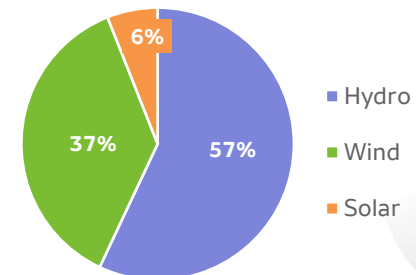
Curtailment Impact and Modulation Gains

Curtailment and Modulation
(R\$ million)



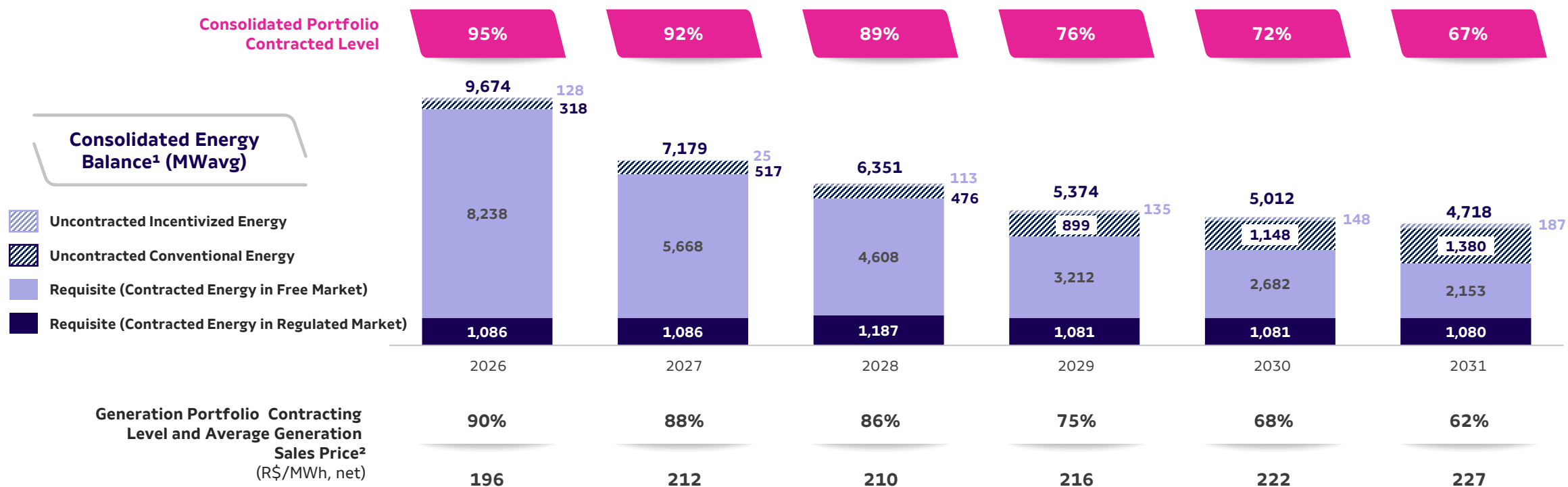
1 – Net amount of the reimbursable portion related to curtailments resulting from external unavailability (REL), subject to reimbursement.

Auren Portfolio Composition
(% of Firm Energy)



...: Generation Energy Balance – Integrated Portfolio Management

Strong trading activity, with **more than 800 MWavg transacted in 2026**. During the quarter, Auren kept its long position for the 2027-2030 period



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 Carbocloro. Assured energy is net of grid losses for all years and net of GSF only for the period already completed (6M26). The energy balance does not consider the potential effects of future GSF or curtailment; 2 – Price net of taxes (PIS/COFINS and ISS), base date: June 30, 2026.

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

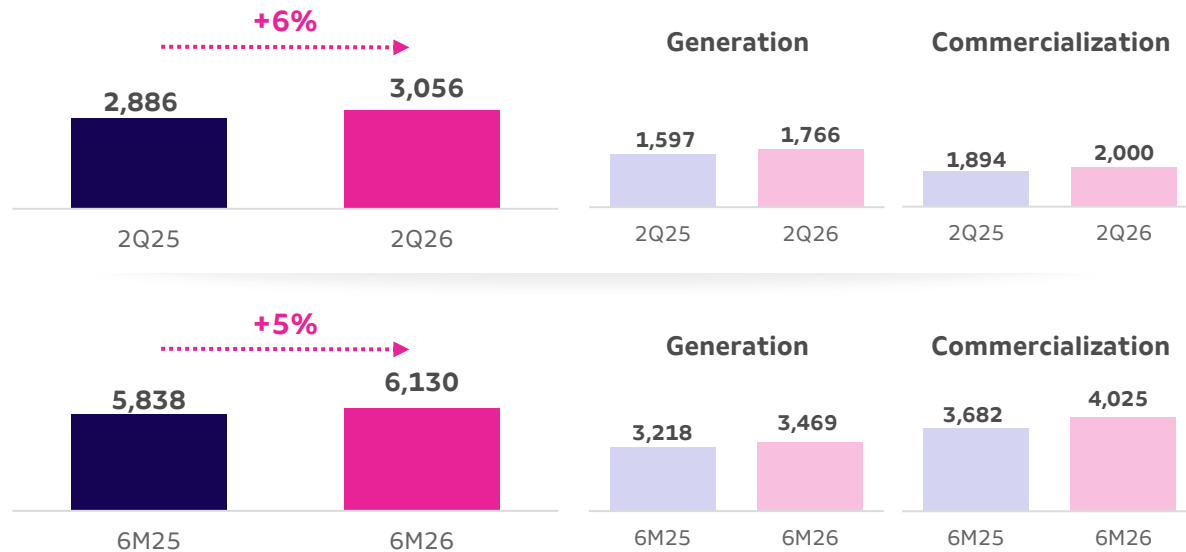
Agenda

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

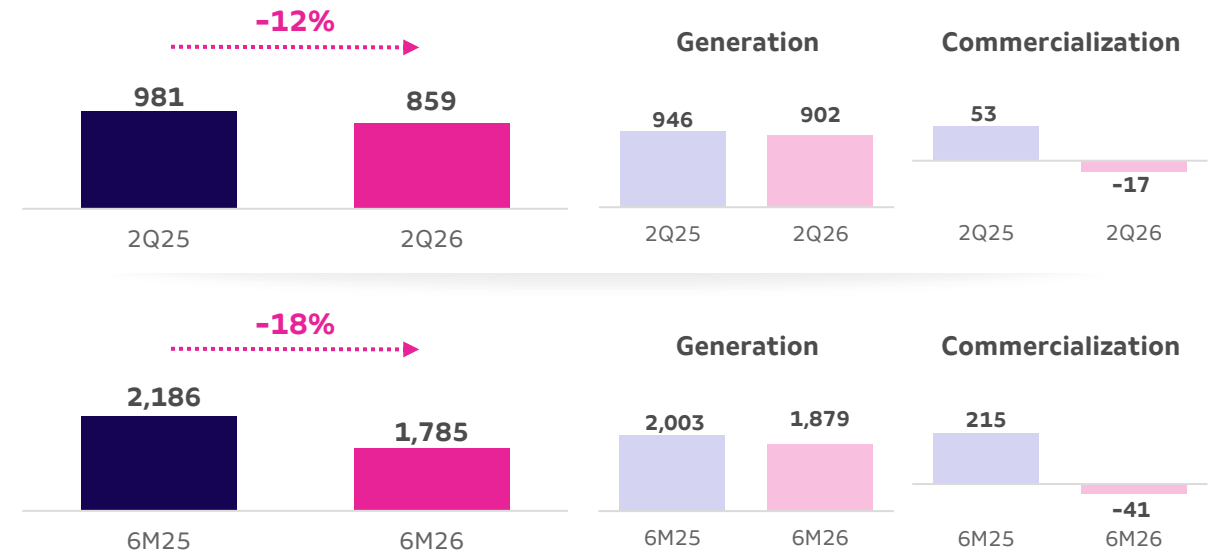
...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Adjusted EBITDA of **R\$ 859 million**, with **net debt reduction** during the quarter

Net Revenue (R\$ million)



Adjusted EBITDA (R\$ million)



Consolidated: Adjusted EBITDA decreased by 12%, primarily driven by the **weaker performance of the Commercialization segment**, **lower wind resource availability**, and **higher curtailment levels**. These effects were partially offset by **modulation gains** (+R\$ 30 million vs. 2Q25), which **mitigated a significant portion of the curtailment impact** during the period.

Generation: Adjusted EBITDA declined by 5%, reflecting **weaker results in the wind segment** (-R\$ 45 million vs. 2Q25) due to lower generation, **and in the hydro segment** (-R\$ 10 million vs. 2Q25), driven by lower prices in the free market contracts (ACL), partially offset by higher modulation gains.

Commercialization: excluding the effect of the assignment of the long-term power sale agreement for 150 MWavg, **EBITDA would have been approximately negative R\$ 1 million**. The variation compared to 2Q25 was mainly driven by lower trading margins.

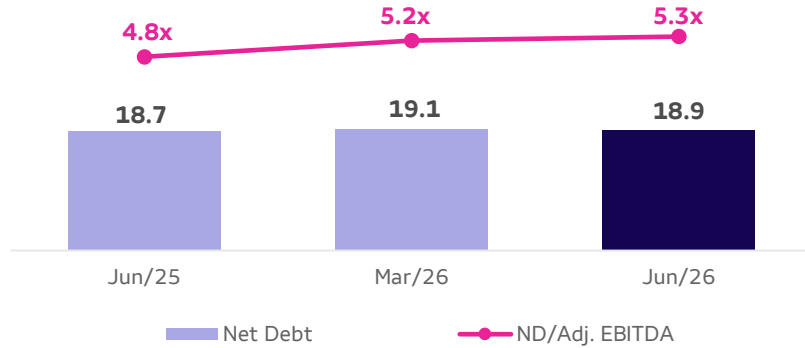
PMSO: increased by 9% compared to 2Q25, mainly due to inflation during the period, the consolidation of Way2, and the step-up of O&M contracts for the wind assets.

Dividends from Minority Interests in Hydroelectric: **R\$ 110 million in 2Q26**, up 45% compared to 2Q25 (+R\$ 34 million), reflecting the stronger performance recorded during the period.

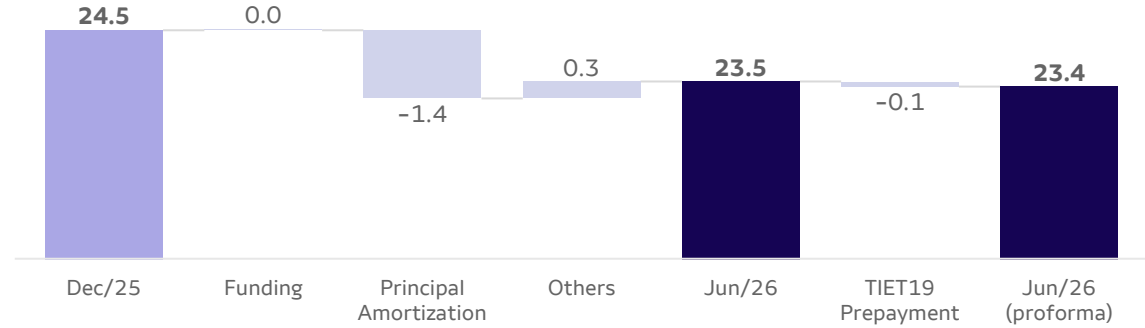
...: Financial Performance – Disciplined Capital Structure Management

The deleveraging trajectory remains on track, with stabilization expected in 2026 and reduction beginning in 2027

Leverage Evolution

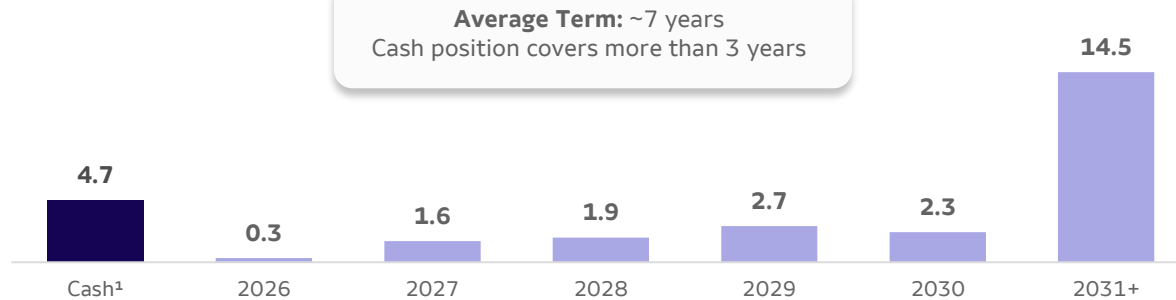


Gross Debt Movement (R\$ billion)

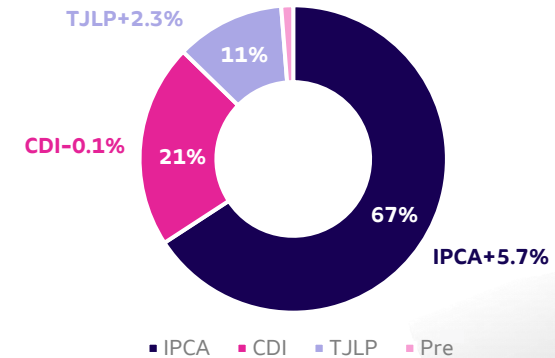


CDI-2.1%
Cost of Debt

Gross Debt Principal Amortization Schedule (R\$ billion)



Net Debt Profile



AAA
Auren Energia
and Subsidiaries

FitchRatings

MOODY'S
RATINGS

Agenda

1. 2Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance

6. Corporate Strategy

7. Closing Remarks

...: Curtailment: Advances on the Regulatory Front

On July 21, the MME issued **Ordinance No. 140/2026**, establishing the Commitment Agreement and the guidelines for **financial compensation for generation curtailments** at wind and solar plants in the SIN between September 2023 and November 2025

What the Ordinance recognizes

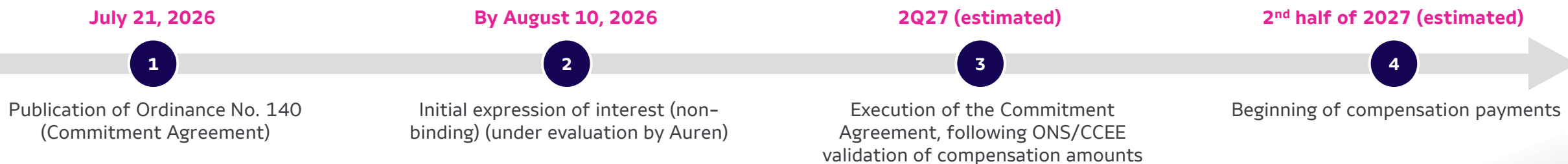
- Curtailments due to Reliability (CNF) and External Unavailability (REL) at wind and solar plants.
- Coverage period: September 2023 to November 2025.
- Right to compensation through the Commitment Agreement (Article 1º-B of Law No. 10,848/2004).

Outstanding Issues

- Curtailments due to Energy Reasons are not recognized.
- No regulatory treatment has been defined for the transitional period (from November 2025 to the present).
- Future curtailments (from November 2025 onward) depend on ANEEL regulation.

Next Steps

(estimated timeline)



~R\$ 300 million
estimated compensation for Auren

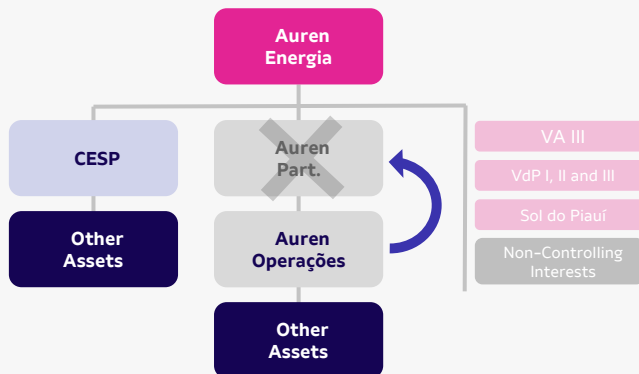
...: Corporate Reorganization

On May 31, Auren **completed Phase 1** of the Corporate Reorganization, with the merger of Auren Participações into Auren Operações. On June 24, **Phase 2 was approved**, involving the merger of Auren Operações into CESP, subject to regulatory approvals and the fulfillment of other conditions precedent

Key Objectives:

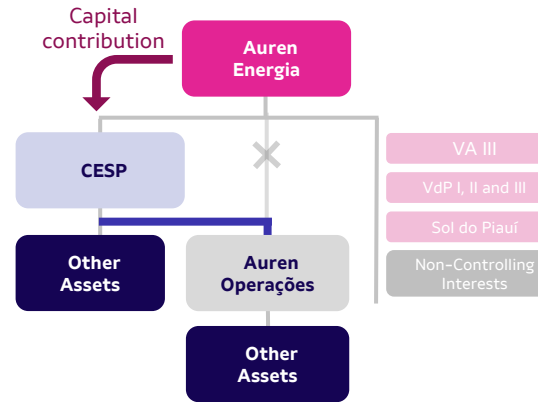
- Consolidation of **hydro assets under a single vehicle**;
- Rationalization and **simplification of the Group's corporate structure**;
- **Reduction** in the number of publicly listed companies;
- **Greater efficiency** in cash management and debt allocation.

a. Phase 1



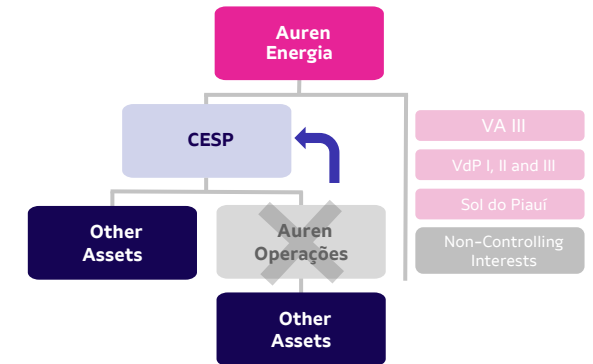
Next Steps:

b. Phase 2 – Step 1



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)

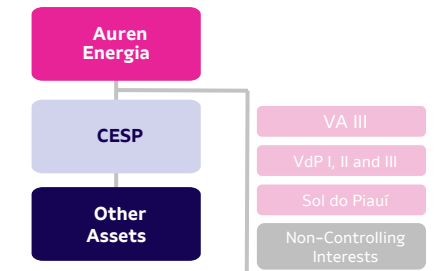
c. Phase 2 – Step 2



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. 2Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Corporate Strategy

7. Closing Remarks

...: Key Takeaways

2026 outlook: we remain focused on the disciplined execution of the Company's operational and financial strategy, with emphasis on improving internal processes, capturing efficiencies through Zero-Based Budgeting (ZBB), completing the Corporate Reorganization, and advancing the Company's artificial intelligence strategy. Discipline in capital allocation and continued progress on the efficiency agenda remain key pillars for enhancing competitiveness and sustaining long-term value creation.

Well positioned to capture market opportunities: higher energy prices are expected to have a positive impact on the Company's results, particularly from 2029 onward, as more than 30% of Auren's consolidated long-term portfolio remains uncontracted. In an environment of structurally higher prices, the Company remains well positioned to capture value.

Deleveraging trajectory: the Company aims to achieve a leverage ratio between 3.0x and 3.5x over the coming years. The expected debt reduction starting in 2027 continues to be supported by lower Capex requirements and higher EBITDA driven by the commercial operation of Cajuína 3 and the increase in the average contracted price.

Regulatory: The publication of MME Ordinance No. 140 represented an important step toward defining the compensation mechanism for generation curtailments occurring between 2023 and 2025. At the same time, the Company continues to monitor regulatory discussions regarding the treatment of future curtailments, as well as the publication of the adjustment factors and payment structure for compensation related to CESP's prudent investments.



Investor Relations



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br