





auren

Apresentação de Resultados 3T26

NOVEMBRO 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 3T26**
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Ambiente Regulatório
7. Considerações Finais



auren



..:: Destaques 3T26

Auren registra **EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões no 3T26**, com destaque para o reconhecimento de **R$ 357 milhões em compensação financeira pelo *curtailment* passado** e para a **estratégia bem-sucedida de comercialização**

Estratégia de Comercialização

EBITDA Ajustado de R$ 108 milhões na Comercializadora no trimestre. O resultado foi impactado positivamente pela **queda dos preços de energia**, dada posição *short*.

Compensação do *Curtailment* Passado

Reconhecimento de R$ 357 milhões[1] no EBITDA da Companhia e **R$ 14 milhões** na receita financeira, referentes à **compensação financeira dos cortes** por confiabilidade elétrica e indisponibilidade externa ocorridos entre set/23 e nov/25.

Construção de Cajuína 3

Conclusão da implantação do complexo com 112 MW de capacidade instalada. As validações regulatórias seguem em andamento para a entrada em operação comercial.

Resiliência do Portfólio

No 3T26, o **custo do *curtailment* foi reduzido**, reflexo dos **menores preços de energia** e **cortes concentrados em períodos de preços baixos**. No período, a Auren registrou **R$ 59 milhões em ganhos de modulação**, mitigando parcialmente o impacto de R$ 173 milhões do *curtailment*.

Disciplina na Gestão Financeira

A **dívida líquida foi reduzida em R$ 246 milhões** no trimestre, enquanto a **alavancagem recuou para 4,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado**.

EBITDA Ajustado

No 3T26, a Auren registrou EBITDA Ajustado de R$ 1.186 milhões. Excluindo a compensação do *curtailment* passado, o **EBITDA Ajustado totalizou R$ 829 milhões, crescimento de 7% vs. o 3T25**.

1 – Impacto líquido de impostos na margem líquida da Companhia.

Agenda

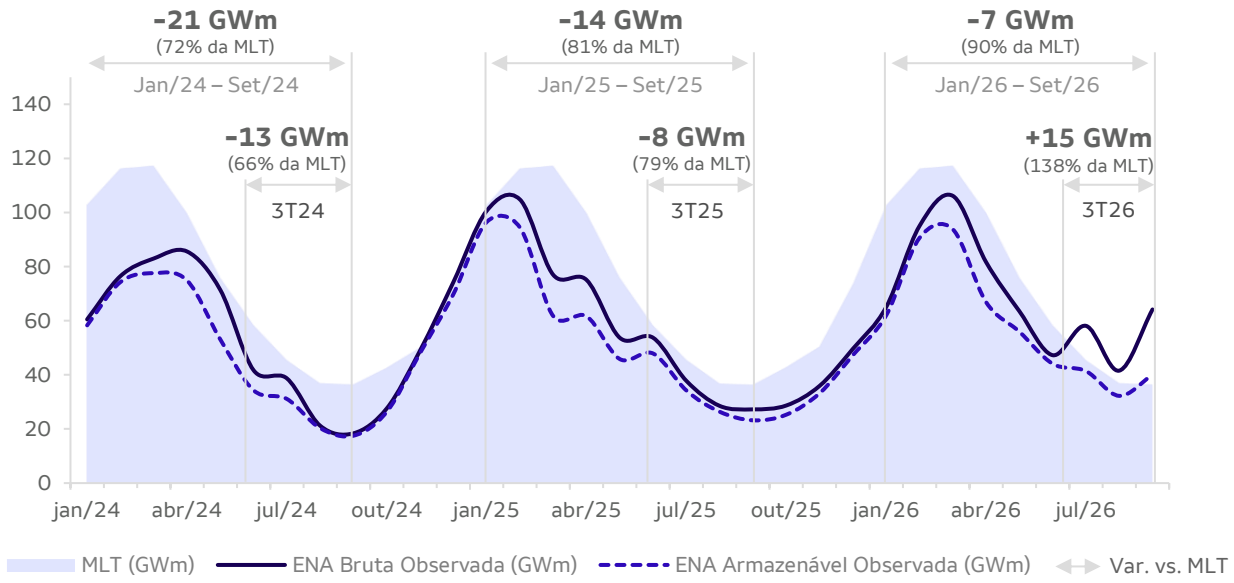
1. Destaques 3T26
2. **Mercado de Energia**
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Ambiente Regulatório
7. Considerações Finais



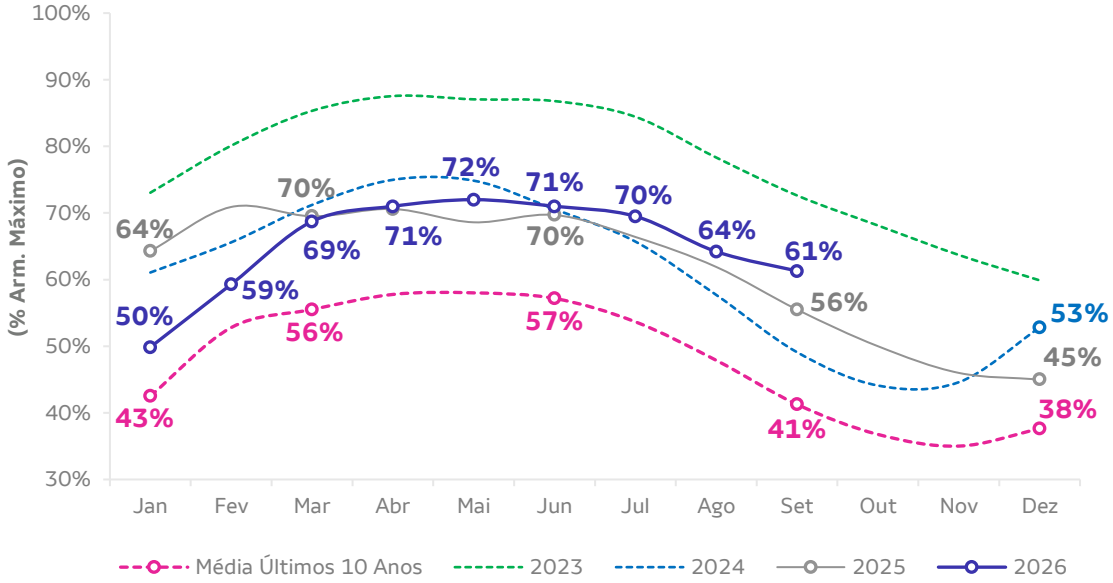
..:: Desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN

Forte recuperação das afluências no Sul e SE/CO impulsionou a hidrologia, com **ENA de 138% da MLT** e manutenção de **níveis confortáveis de armazenamento no SIN**

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



Nível do Reservatório Equivalente (SIN)



- O fenômeno El Niño contribuiu para **chuvas expressivas no Sul e Sudeste/Centro-Oeste**. No trimestre, a ENA atingiu 138% da MLT, 59 p.p. acima do observado no 3T25**.**
- A ENA acumulada dos nove primeiros meses de 2026 foi de **90% da MLT**, acima dos 81% registrados em 9M25.

- A melhora das afluências no Sul e SE/CO contribuiu para um **ritmo de deplecionamento mais lento dos reservatórios**, permitindo a manutenção de **níveis elevados de armazenamento ao longo do período**.
- O **SIN encerrou o 3T26 com 61% da capacidade máxima de armazenamento**, 20 p.p. superior à média dos últimos dez anos e 5 p.p. acima do observado ao final do 3T25.

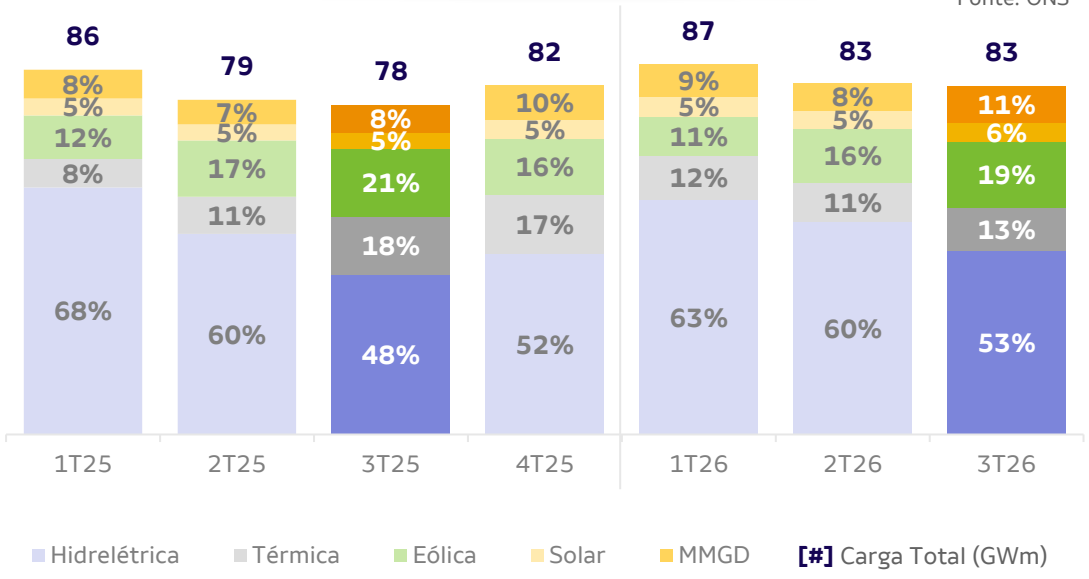
Fonte: ONS

..:: Evolução da Matriz e Deslocamento Hidrelétrico

A melhora das condições hidrológicas resultou em um GSF de 77% no 3T26, com **aumento da participação da geração hidrelétrica no atendimento à carga no SIN** em relação ao 3T25

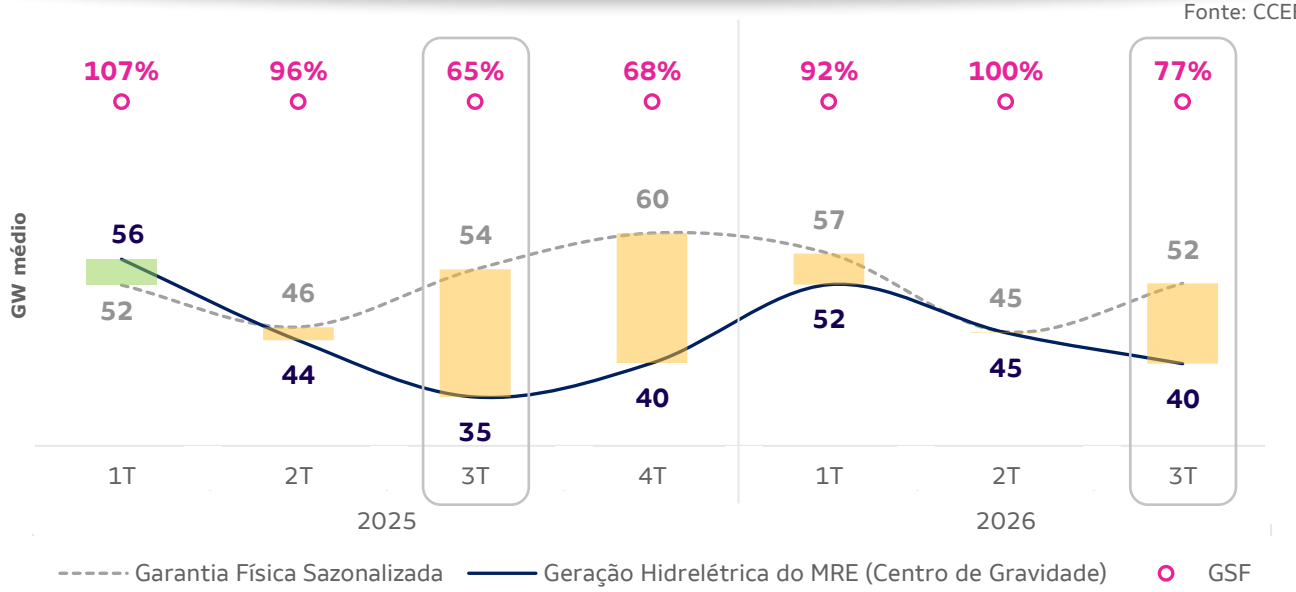
Atendimento à Carga por Fonte (SIN, GWm)

Fonte: ONS



Deslocamento Hidrelétrico (GWm, % GSF)

Fonte: CCEE



- A **carga do SIN cresceu 6% em relação ao 3T25**, impulsionada principalmente pelo **aumento da temperatura observado ao longo do 3T26**.
- A **geração hidrelétrica ampliou sua participação para 53%**, ante a 48% no 3T25. Em contrapartida, a **participação da fonte térmica recuou para 13%**, frente a 18% no mesmo período do ano anterior.
- A fonte solar, incluindo MMGD, continua **ampliando sua participação** (16% da carga no 3T26 vs. 13% no 3T25), enquanto a **eólica reduziu sua contribuição** em 2 p.p. em resposta ao **menor recurso eólico**.

- **GSF de 77% no 3T26**, patamar superior ao observado no 3T25 (65%).
- Dos **12 p.p. de aumento no GSF**, aproximadamente 9 p.p. decorrem da **maior geração hidrelétrica das usinas do MRE** (40 GW médios no 3T26 vs. 35 GW médios no 3T25). Os 3 p.p. restantes decorrem da **menor alocação de garantia física** no MRE (52 GW médios no 3T26 vs. 54 GW médios no 3T25).

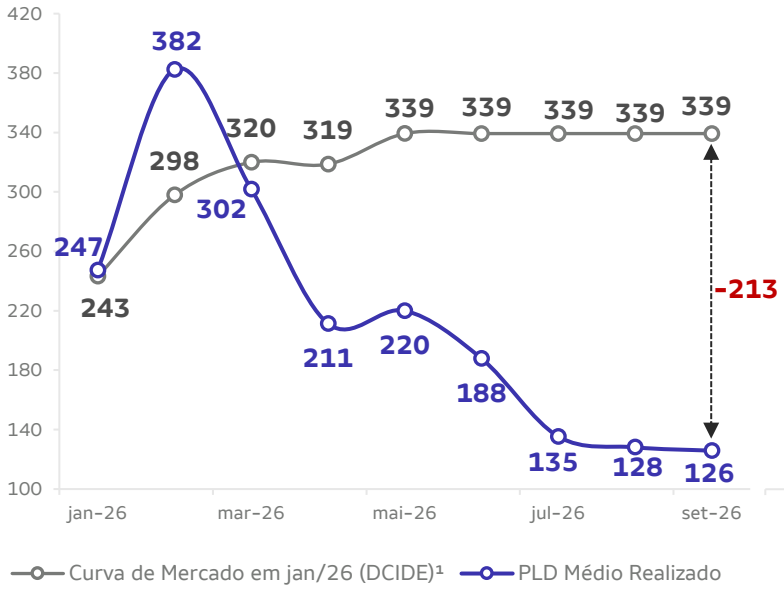
1 – Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment*.

..:: PLD e Volatilidade

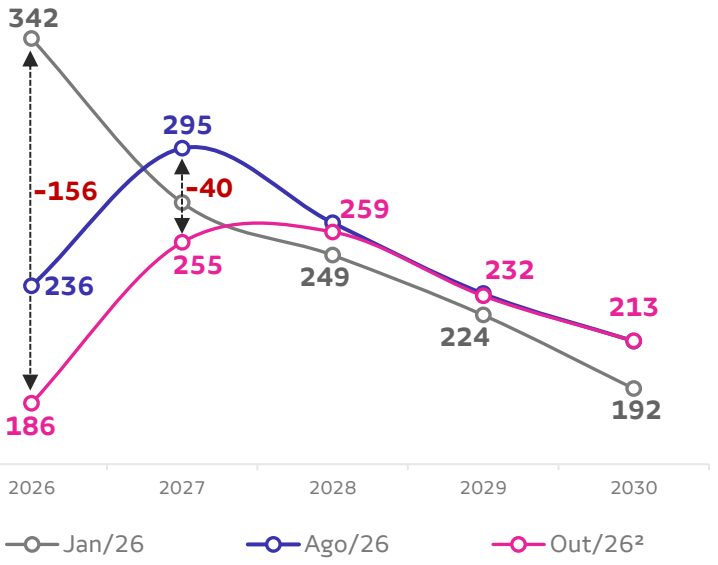
A combinação de melhor hidrologia e menor carga versus o esperado **reduziu a expectativa de preços para 2026 e 2027**, enquanto a volatilidade intradiária aumentou em relação ao mesmo período do ano passado

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

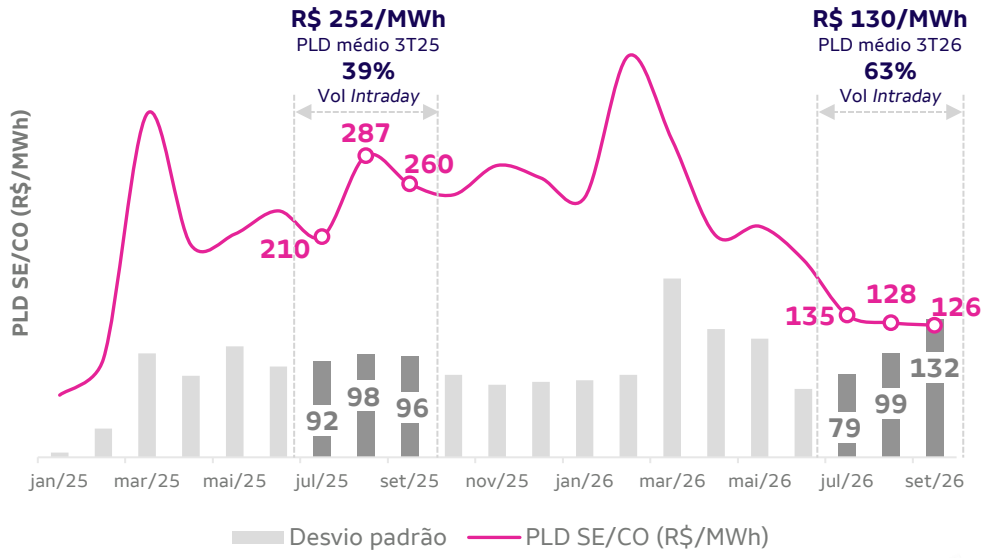
Evolução do preço em 2026¹ (R$/MWh)



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



PLD e Volatilidade – Submercado SE/CO (R$/MWh)



- O **PLD médio do submercado SE/CO foi R$ 130/MWh no 3T26**, ante **R$ 207/MWh no 2T26** e **R$ 308/MWh no 1T26**, uma queda contínua nos patamares de preços ao longo de 2026, refletindo a melhora das condições hidrológicas.
- A **volatilidade *intraday* permaneceu elevada**, atingindo 63%, acima dos 39% observados no 3T25, refletindo principalmente a concentração de produção de energia nas horas de maior radiação solar, reflexo da **expansão da capacidade de MMGD**.
- O PLD permaneceu no piso regulatório durante 820 horas no trimestre, com ao menos uma ocorrência de piso em 98% dos dias, ante 361 horas e 64% dos dias no 3T25.

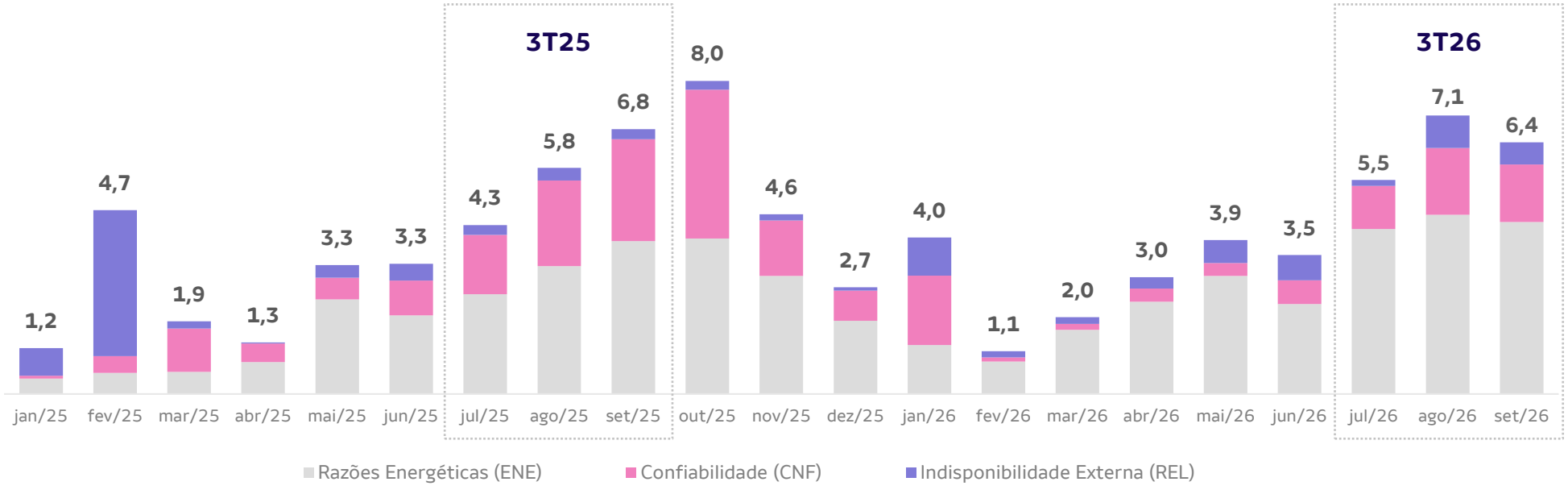
Fonte: Dcide, ONS e CCEE | 1 – Curva de mercado em 27 de janeiro de 2026 considera estimativas mensais do PLD médio para janeiro, fevereiro, março e abril + PLD médio estimado referente ao período entre maio e dezembro de 2026; 2 – Curva de mercado em 02 de novembro de 2026. Para 2026, considera PLD médio realizado entre janeiro e outubro + PLD médio estimado em novembro e dezembro.

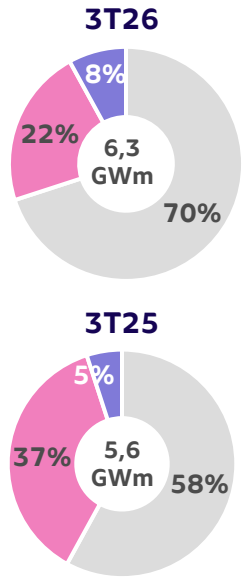
..:: *Curtailment*

Apesar do **aumento do volume de energia cortada**, observou-se uma **redução do custo financeiro do *curtailment***, especialmente na fonte eólica, em função dos menores preços de energia nos períodos de maior concentração dos cortes

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

Fonte: ONS e CCEE





- **O *curtailment* registrado para a fonte eólica no SIN foi de 24,5%** (4,6 GW médios) no 3T26, superior aos 20,6% (4,0 GW médios) verificados no 3T25 e aos 15,7% (2,2 GW médios) observados no 2T26. **Para a fonte solar, o *curtailment* atingiu 31,9%** (1,8 GW médios) no 3T26, ante 33,2% (1,6 GW médios) no 3T25 e 25,8% (1,3 GW médios) no 2T26.
- Os cortes classificados como **confiabilidade e indisponibilidade externa representaram 30% do *curtailment* no trimestre**, participação inferior à observada no 3T25 (42%).
- Para o período após novembro de 2025, a **compensação dos cortes por confiabilidade e por indisponibilidade externa** (ocorridos antes do atingimento da franquia de horas) aguarda regulamentação pela ANEEL.

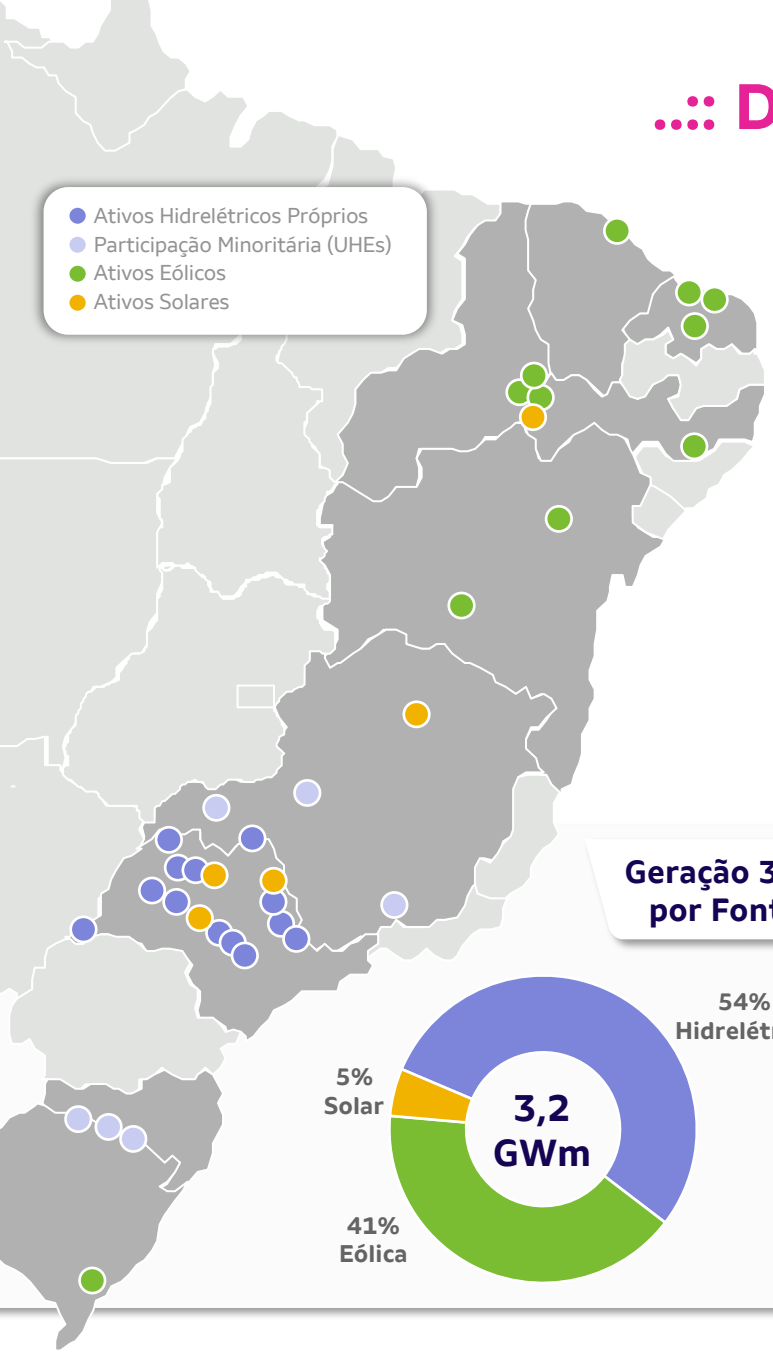
Agenda

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



..:: Desempenho Operacional Consolidado

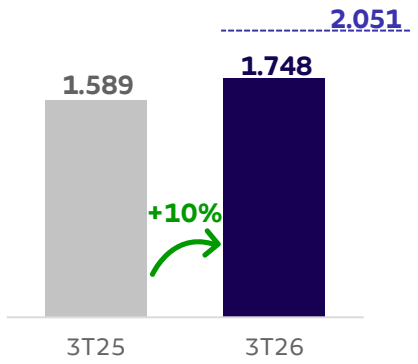
A produção de energia pelos ativos da Companhia foi influenciada pelo **menor recurso eólico** e **maior *curtailment***, compensado pelo **maior despacho hidrelétrico** das usinas do MRE



Geração 3T26 por Fonte[5]

Hidrelétrica

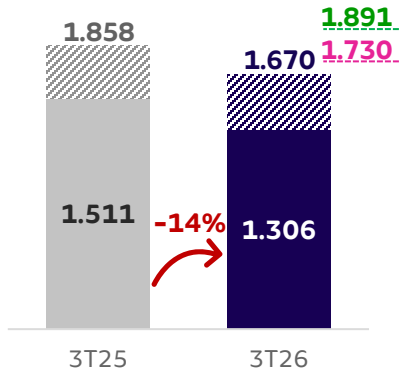
Geração vs. Garantia Física



- **Aumento de 10%** no despacho vs. 3T25
- **Disponibilidade[3] de 94,5%** vs. Referência ANEEL[4] de 93,5%

Eólica

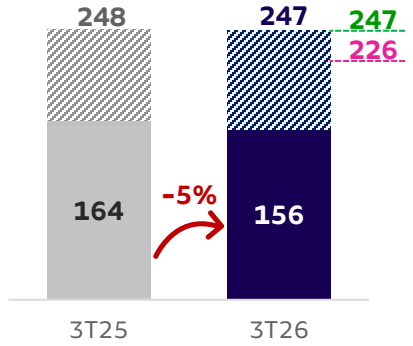
Geração[1] vs. Certificação



- **Disponibilidade de 93,4%** no 3T26 vs. 94,7% no 3T25
- **Geração[1] de 76%** do P90
- **Geração potencial[2] de 97%** do P90 e **88%** do P50

Solar

Geração[1] vs. Certificação



- **Disponibilidade de 99,5%** no 3T26 vs. 98,9% no 3T25
- **Geração[1] de 69%** do P90
- **Geração potencial[2] de 109%** do P90 e **100%** 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; 5 – Considera apenas ativos próprios.

Agenda

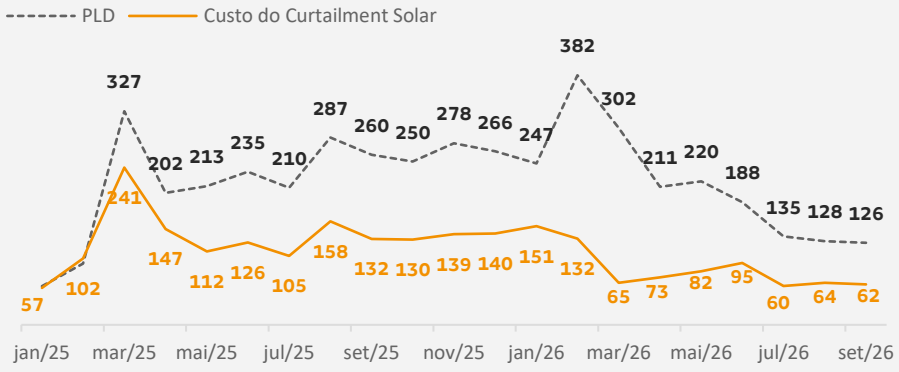
1. Destaques 3T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. **Desempenho Comercial**
5. Desempenho Financeiro
6. Ambiente Regulatório
7. Considerações Finais



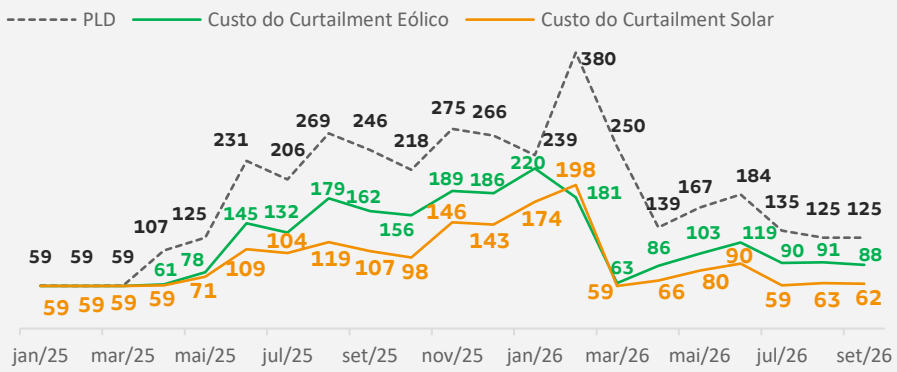
..:: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

Valor de Recompra do *Curtailment*

Submercado SE/CO
(R$/MWh)



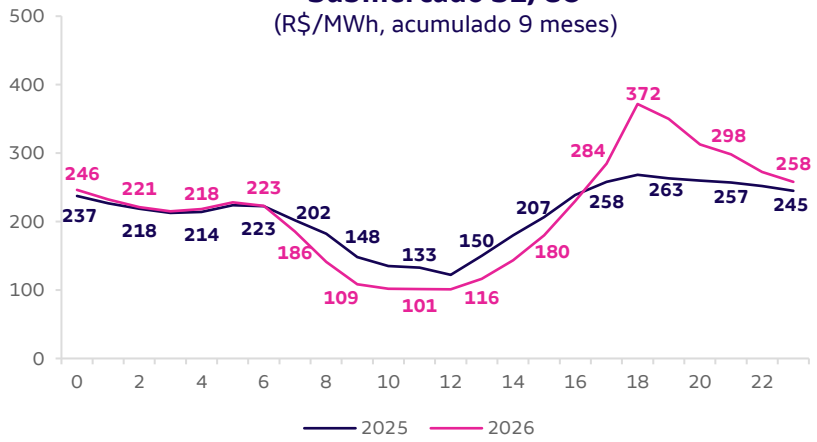
Submercado NE
(R$/MWh)



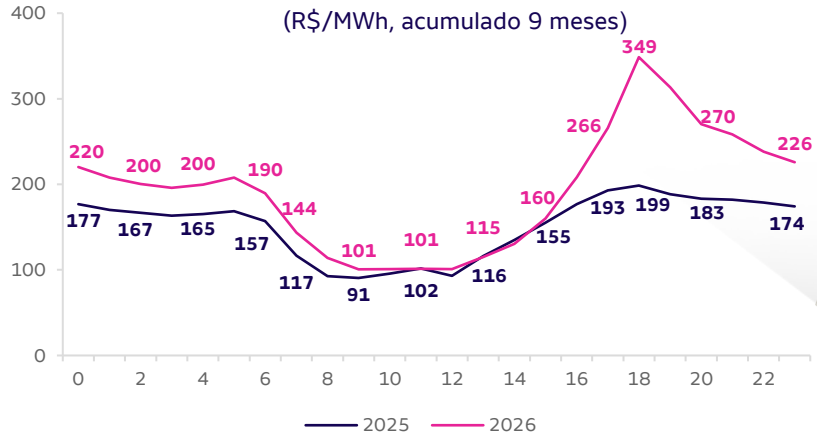
Mesmo com maior volume de energia cortada, o impacto financeiro do *curtailment* foi atenuado **em função do PLD mais baixo nos períodos em que ocorreram os cortes**. Para a fonte eólica, o *curtailment* subiu 3,9 p.p, mas o **custo financeiro foi reduzido em R$ 25,8 milhões**

Média do Preço Horário por Submercado

Submercado SE/CO
(R$/MWh, acumulado 9 meses)



Submercado NE
(R$/MWh, acumulado 9 meses)

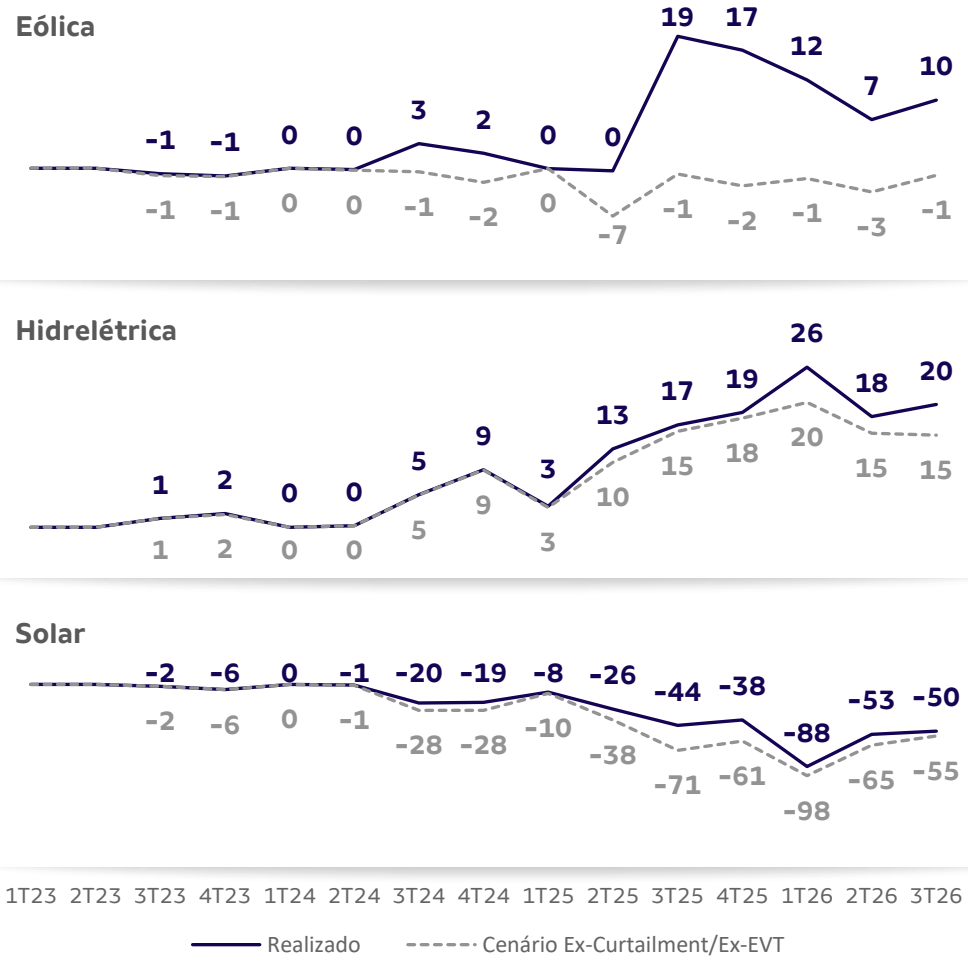


A maior volatilidade horária no SIN **ampliou os ganhos com modulação** em 2026

..:: Efeitos Sistêmicos sobre o Portfólio

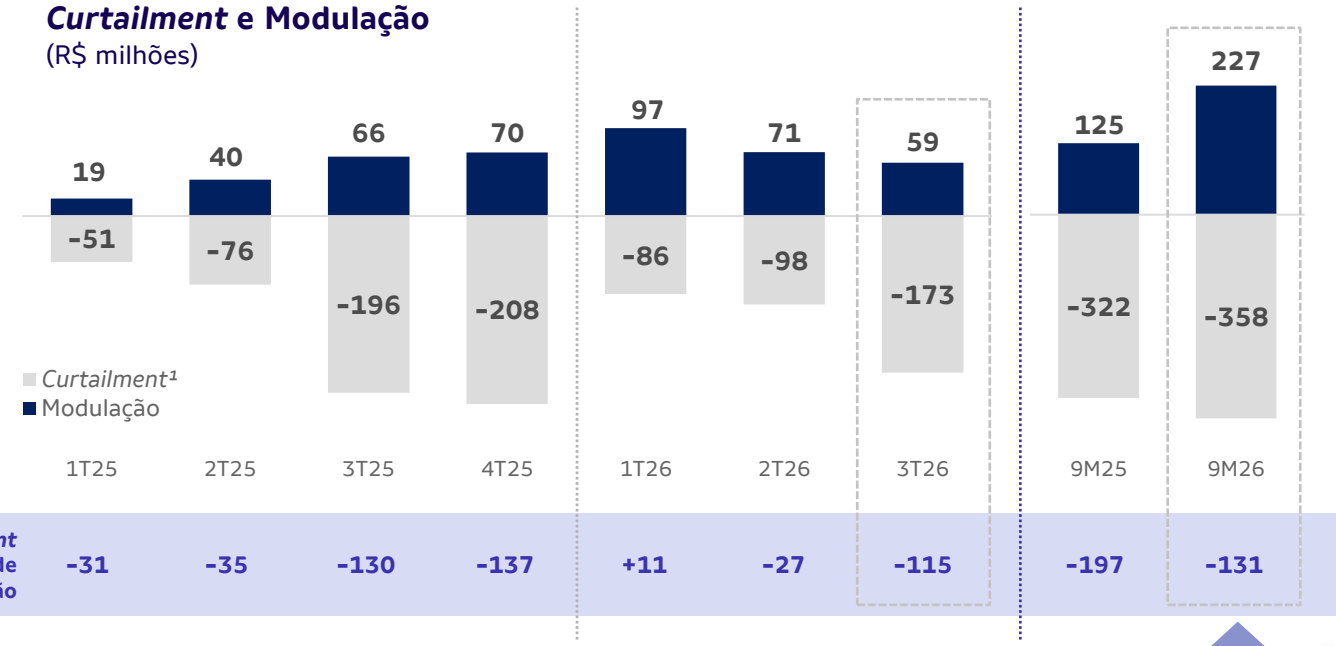
Os **ganhos de modulação** capturados pela Auren totalizaram **R$ 59 milhões no trimestre** e **R$ 227 milhões nos 9M26**, **mitigando mais de 60% dos efeitos adversos do *curtailment*** no acumulado do ano

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



Impacto do *Curtailment* e Ganhos com Modulação

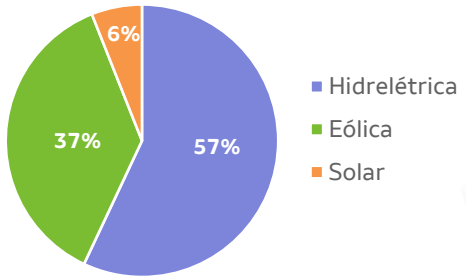
Curtailment e Modulação
(R$ milhões)



	1T25	2T25	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	9M25	9M26
Curtailment Líquido de Modulação	-31	-35	-130	-137	+11	-27	-115	-197	-131

R$ 114 milhões
impacto CNF e REL² 9M26

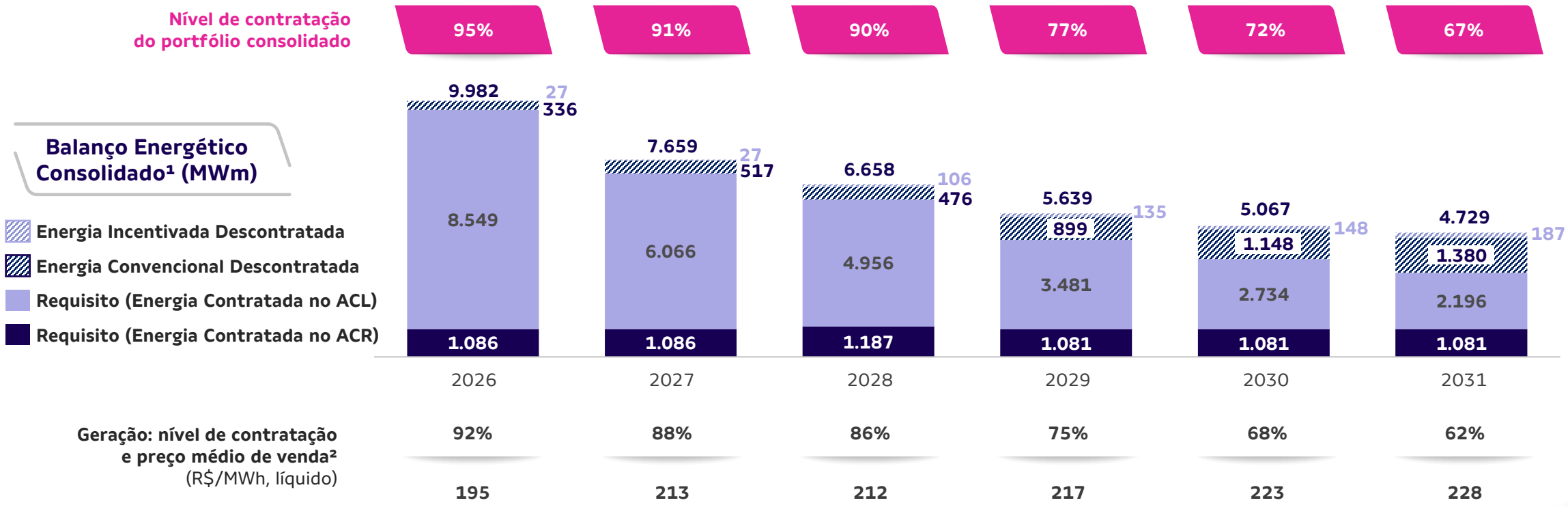
Composição do Portfólio Auren
(% da Garantia Física)



1 – Líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL) sujeita à ressarcimento; 2 – Antes do atingimento da franquia.

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

Intensa atividade de comercialização no trimestre, com **estratégia bem sucedida de gerenciamento do portfólio** ao longo de 2026. Durante o 3T26, a Auren aumentou sua posição *long* para o ano de 2027 em 80 MW médios



1 – Inclui os ativos próprios da Companhia e 50% da garantia física da Tucano Holding III, uma *joint-venture* entre a Auren Operações 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 (9M26).
O balanço energético não considera o potencial efeito de GSF e *curtailment* futuros; 2 – Preço líquido de impostos (PIS/COFINS e ISS), data-base: 01 de outubro de 2026.

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

Agenda

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

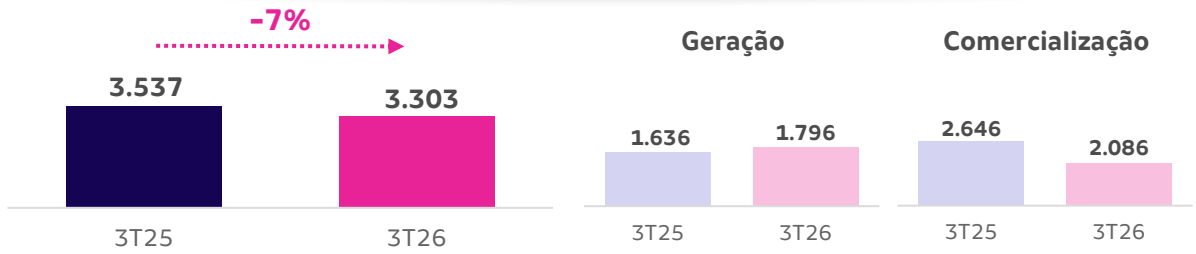


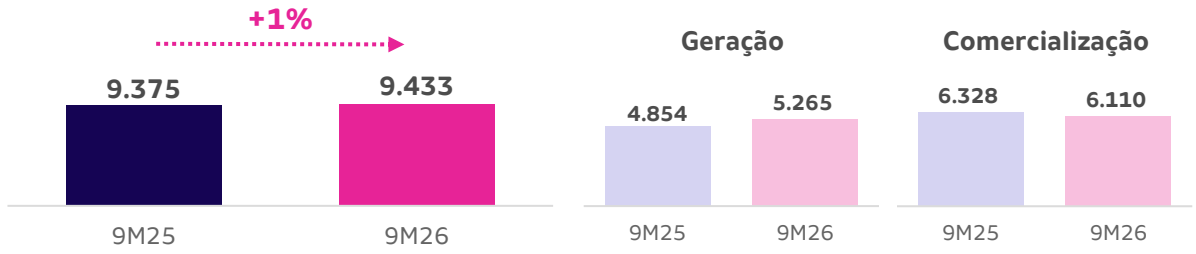
auren

..:: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

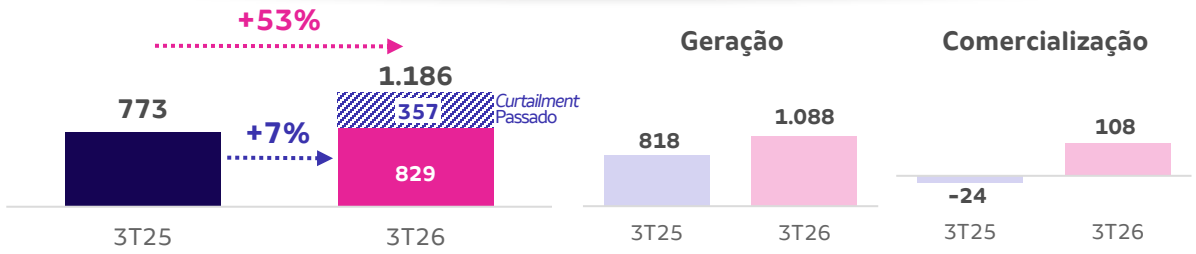
EBITDA Ajustado de **R$ 1.186 milhões** no 3T26. Excluindo o efeito da **compensação financeira do *curtailment*** (R$ 357 milhões), o EBITDA ajustado do trimestre totalizaria **R$ 829 milhões**, +7% em relação ao 3T25

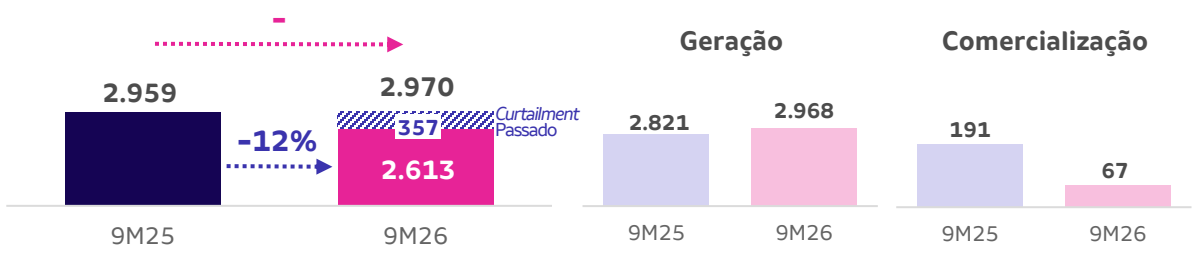
Receita Líquida (R$ milhões)





EBITDA Ajustado (R$ milhões)





Consolidado: excluindo-se a **compensação financeira do *curtailment* (R$ 357 milhões)**, o **EBITDA Ajustado cresceu 7%** na comparação com o 3T25, principalmente em decorrência do **forte resultado da Comercializadora** (+R$ 132 milhões vs. 3T25), parcialmente compensado por um **menor recurso eólico**.

Geração: o crescimento do EBITDA Ajustado reflete principalmente a **compensação financeira do *curtailment***, o **melhor GSF** e a **diminuição do custo financeiro dos cortes de geração**. Essas influências positivas foram parcialmente compensadas pela **redução da geração eólica** em função do menor recurso e pelo **menor ganho de modulação do portfólio**.

Comercialização: aumento do EBITDA Ajustado em R$ 132 milhões na comparação com o 3T25, reflexo da **estratégia de comercialização adotada para o ano de 2026**, com o **fechamento progressivo da posição *short***, se beneficiando da queda de preços no trimestre.

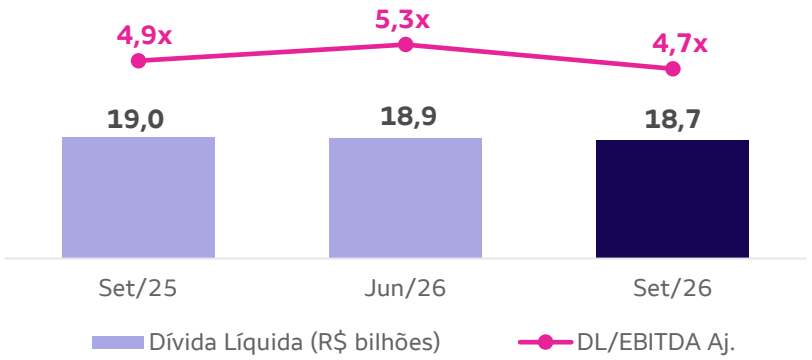
PMSO: redução de 6% vs. o 3T25, reflexo das **iniciativas do programa OBZ**, da menor despesa com seguros e de despesas associadas à integração da AES Brasil incorridas no 3T25.

Dividendos das Participações Minoritárias nas UHEs: R$ 78 milhões no 3T26 vs. R$ 99 milhões no 3T25.

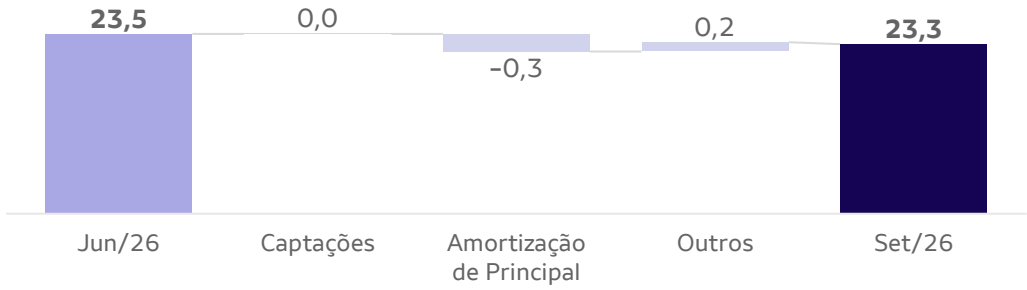
..:: Desempenho Financeiro – Gestão Disciplinada da Estrutura de Capital

Trajetória de desalavancagem em linha com o planejado, com redução da dívida líquida

Evolução da Alavancagem



Movimentação da Dívida Bruta (R$ bilhões)



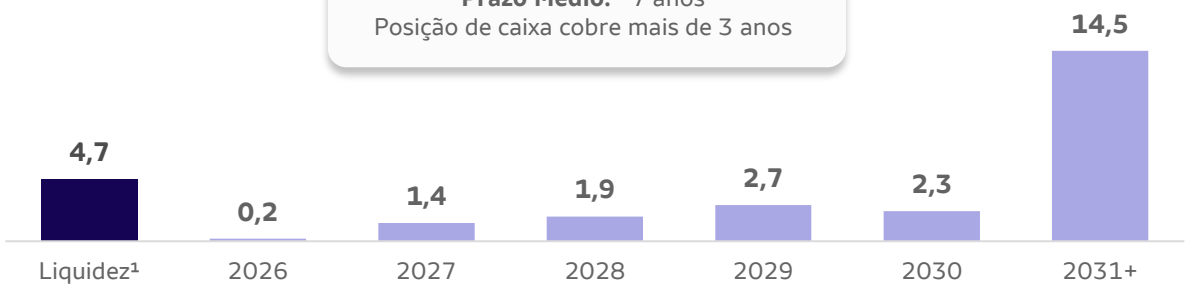
AAA
Auren Energia e Subsidiárias

FitchRatings

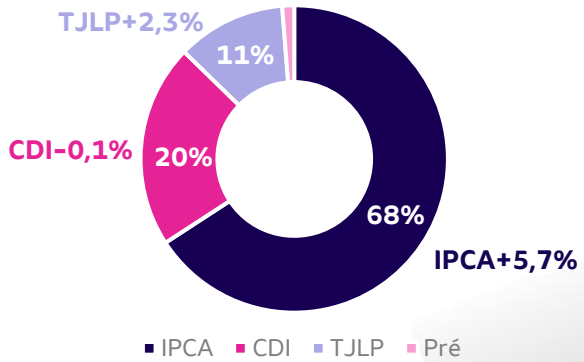
MOODY'S RATINGS

Amortização do Principal da Dívida Bruta (R$ bilhões)

Prazo Médio: ~7 anos
Posição de caixa cobre mais de 3 anos



Perfil da Dívida Líquida



CDI-2,1%
Custo da Dívida

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

Agenda

1. Destaques 3T26
2. Mercado de Energia
3. Desempenho Operacional
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. **Ambiente Regulatório**
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

R$ 357 milhões de impacto líquido positivo no EBITDA 3T26,
+ **R$ 14 milhões** na receita financeira

Próximos Passos
(cronograma estimado)

21 de julho de 2026	10 de agosto de 2026	2º trimestre de 2027 (estimado)	2º semestre de 2027 (estimado)
1	2	3	4
Publicação da Portaria 140 (Termo de Compromisso) ✓	Manifestação prévia de interesse (não vinculante) ✓	Assinatura do Termo, após apuração ONS/CCEE e validação dos montantes	Início dos ressarcimentos

O que a Portaria reconhece

- Cortes por Confiabilidade (CNF) e Indisponibilidade Externa (REL) de usinas eólicas e solares.
- Período contemplado: set/23 a nov/25.
- 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.
- Cortes futuros (a partir de nov/2025) dependem de regulamentação da ANEEL.

Potencial compensação adicional aguardando regulamentação da ANEEL

- **Até R$ 114 milhões** de compensação adicional[1] referente aos cortes classificados como CNF e REL nos 9M26.
- Montante poderia **neutralizar quase 90% do impacto do *curtailment*** líquido de modulação nos 9M26.

1 – Cenário de reembolso integral dos cortes CNF e REL elegíveis antes da franquia.

Agenda

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



..:: Principais *Takeaways*

***Outlook*:** 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 capital e o aprofundamento da 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 mais de 30% descontratado. Em um cenário de preços estruturalmente mais elevados, a Companhia permanece bem posicionada para capturar valor. Adicionalmente, o portfólio diversificado, com ganhos expressivos de modulação, tem nos permitido mitigar parte relevante do impacto negativo do *curtailment*.

Trajetória de desalavancagem: a Companhia busca atingir um nível ótimo de alavancagem ao longo dos próximos anos (patamar próximos a 3,5x). A trajetória de redução permanece suportada pela diminuição 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.



auren

Relações com Investidores

ri.aurenenergia.com.br

ri@aurenenergia.com.br







auren

Results Presentation 3Q26

NOVEMBER 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. **3Q26 Highlights**
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Regulatory Environment
7. Closing Remarks



auren



..:: 3Q26 Highlights

Auren reports **Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million in 3Q26**, highlighted by the recognition of **R$ 357 million in financial compensation for past curtailment** and by the **successful Trading strategy**

Trading Strategy

Adjusted EBITDA of R$ 108 million in the Trading segment in the quarter. The result was positively impacted by the **decline in energy prices**, given the short position.

Past *Curtailment* Compensation

Recognition of R$ 357 million[1] in the Company's EBITDA and **R$ 14 million** in financial income, related to **financial compensation for curtailments** due to electrical reliability constraints and external unavailability between Sep/23 and Nov/25.

Construction of Cajuína 3

Completion of the complex's construction, with 112 MW of installed capacity. Regulatory validations are ongoing for the start of commercial operation.

Portfolio Resilience

In 3Q26, the **cost of curtailment was reduced**, reflecting **lower energy prices** and **curtailments concentrated in low-price periods**. In the period, Auren posted **R$ 59 million in modulation gains**, partially offsetting the R$ 173 million curtailment impact.

Financial Management Discipline

Net debt decreased by R$ 246 million in the quarter, while **leverage declined to 4.7x Net Debt/Adjusted EBITDA**.

Adjusted EBITDA

In 3Q26, Auren recorded Adjusted EBITDA of R$ 1,186 million. Excluding the past *curtailment* compensation, **Adjusted EBITDA totaled R$ 829 million, up 7% vs. 3Q25**.

1 – Impact net of taxes on the Company's net margin.

Agenda

1. 3Q26 Highlights
2. **Energy Market**
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Regulatory Environment
7. Closing Remarks

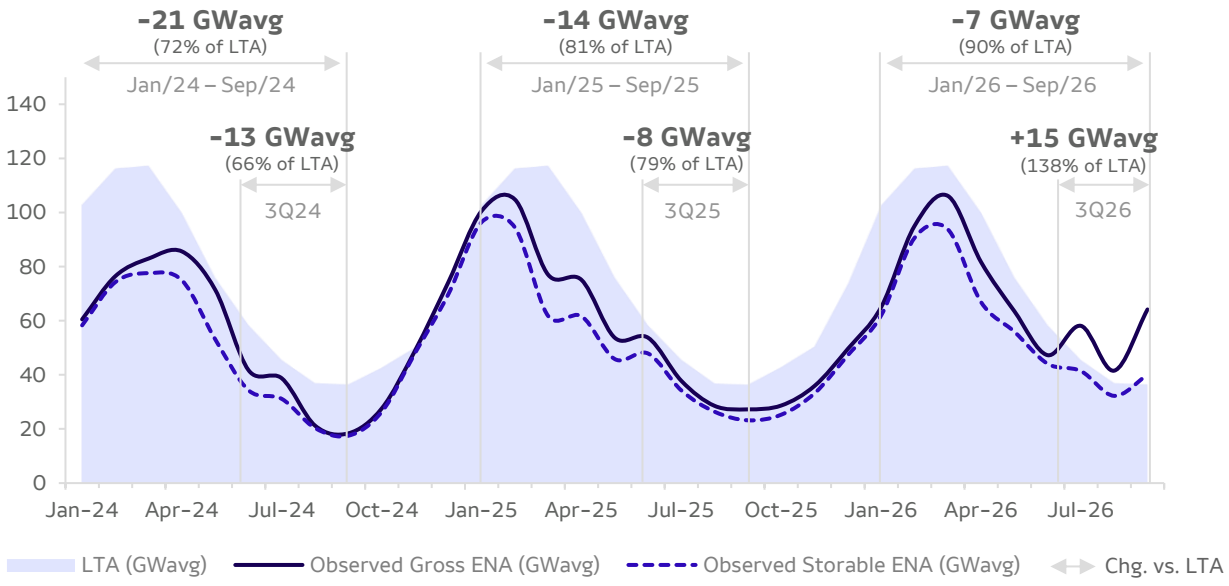


auren

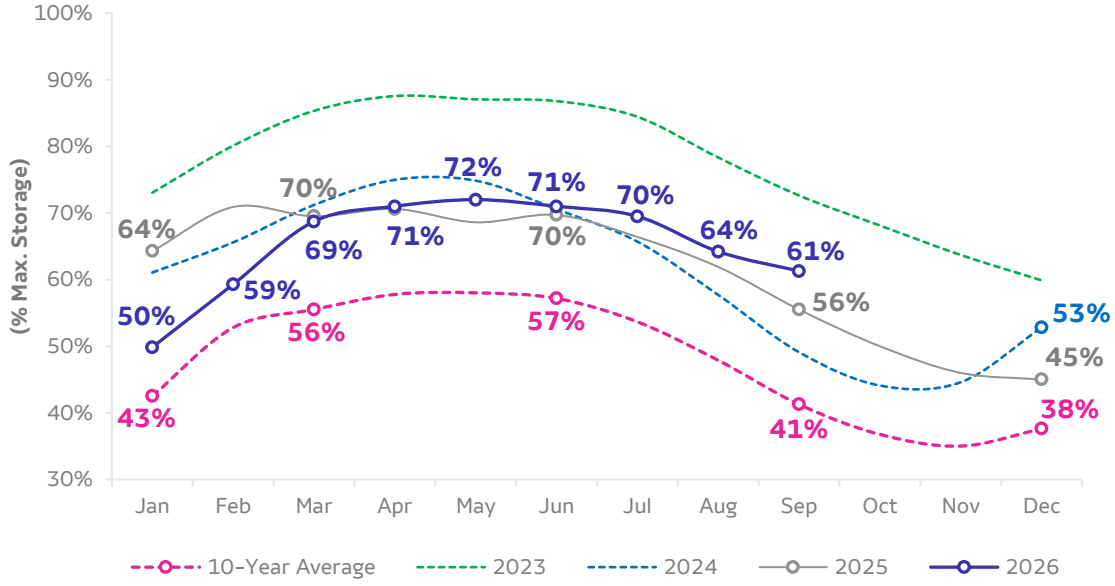
..:: Performance of the National Interconnected System – SIN

Strong recovery of inflows in the South and SE/CW boosted hydrology, with **ENA of 138% of LTA** and the maintenance of **comfortable storage levels in the SIN**

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



Equivalent Reservoir Level (SIN)



- The El Niño phenomenon contributed to **heavy rainfall in the South and Southeast/Center-West**. In the quarter, ENA reached 138% of LTA, 59 p.p. above the level observed in 3Q25**.**
- Accumulated ENA for the first nine months of 2026 was **90% of LTA**, above the 81% recorded in 9M25.

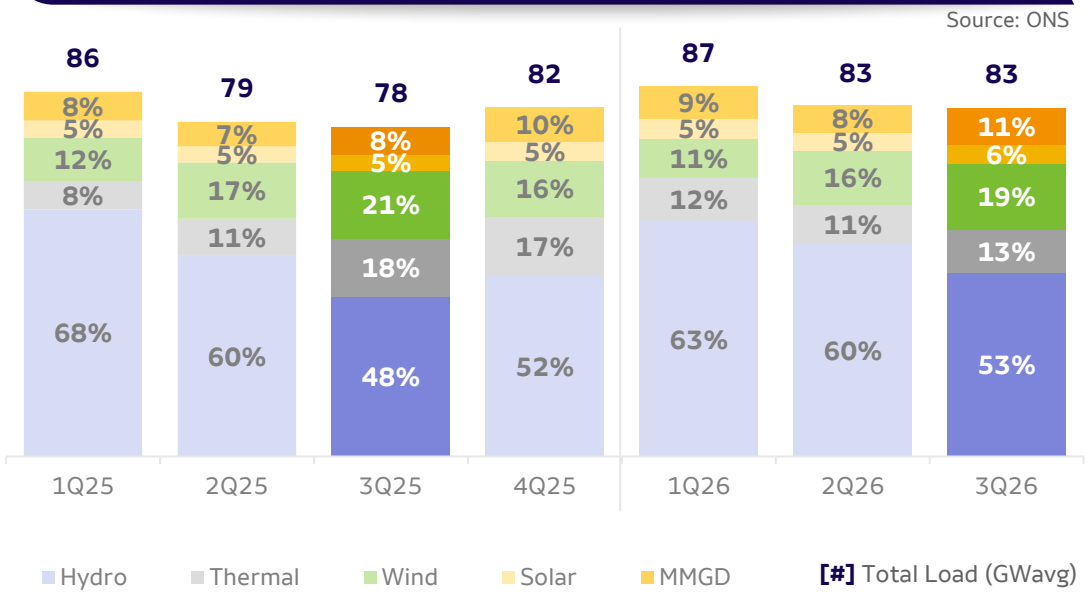
- Improved inflows in the South and SE/CW contributed to a **slower reservoir depletion pace**, allowing the maintenance of **high storage levels throughout the period**.
- The **SIN closed 3Q26 with 61% of maximum storage capacity**, 20 p.p. above the average of the last ten years and 5 p.p. above the level observed at the end of 3Q25.

Source: ONS

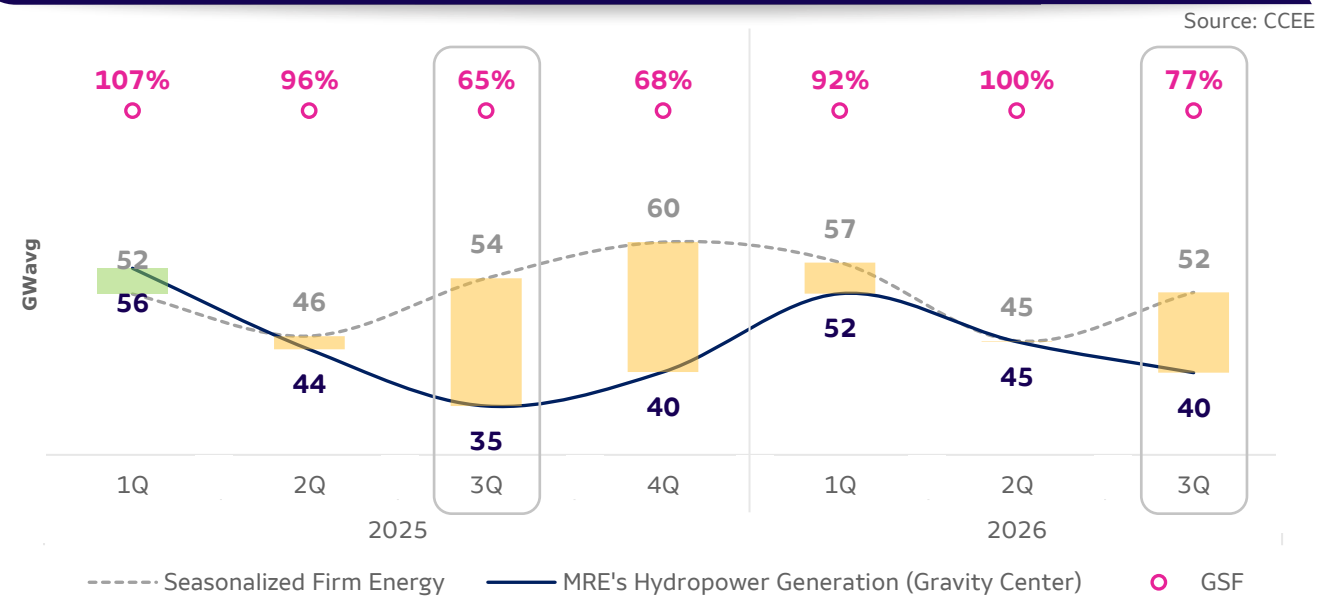
..:: Energy Mix Evolution and Hydroelectric Displacement

Improved hydrological conditions resulted in a GSF of 77% in 3Q26, with an **increase in the share of hydro generation in meeting SIN load** compared to 3Q25

Energy Supply by Source (SIN, GWavg)



Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)



- **SIN load increased by 6% compared to 3Q25**, mainly driven by the **higher temperatures observed throughout 3Q26**.
- **Hydro generation increased its share to 53%**, compared to 48% in 3Q25. On the other hand, the **share of thermal generation declined to 13%**, compared to 18% in the same period of the previous year.
- Solar generation, including MMGD, continues **to increase its share** (16% of load in 3Q26 vs. 13% in 3Q25), while **wind reduced its contribution** by 2 p.p. in response to the **lower wind resource**.

- **GSF of 77% in 3Q26**, above the level observed in 3Q25 (65%).
- Of the **12 p.p. increase in GSF**, approximately 9 p.p. were driven by **higher hydroelectric generation from MRE plants** (40 GWavg in 3Q26 vs. 35 GWavg in 3Q25). The remaining 3 p.p. resulted from **lower firm energy allocation** in the MRE (52 GWavg in 3Q26 vs. 54 GWavg in 3Q25).

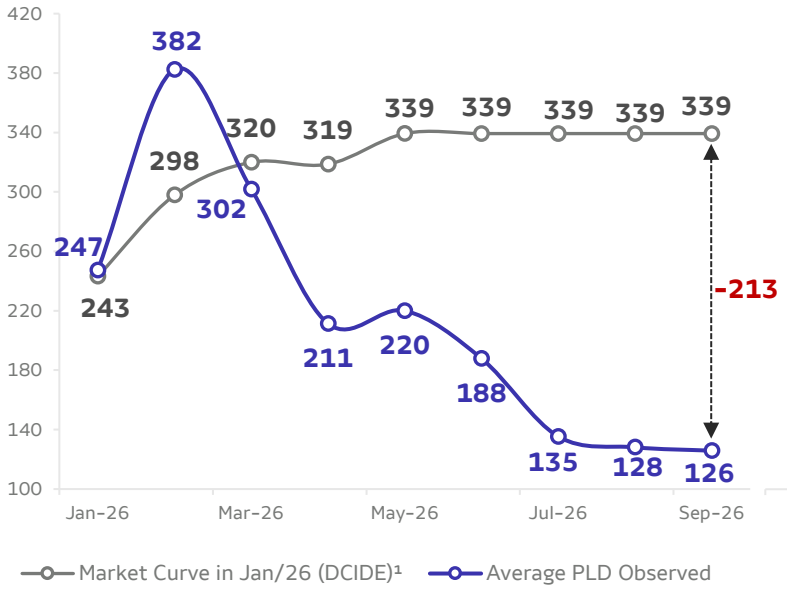
1 – Considers the sum of total energy generated and total *curtailment* volume.

..:: PLD and Volatility

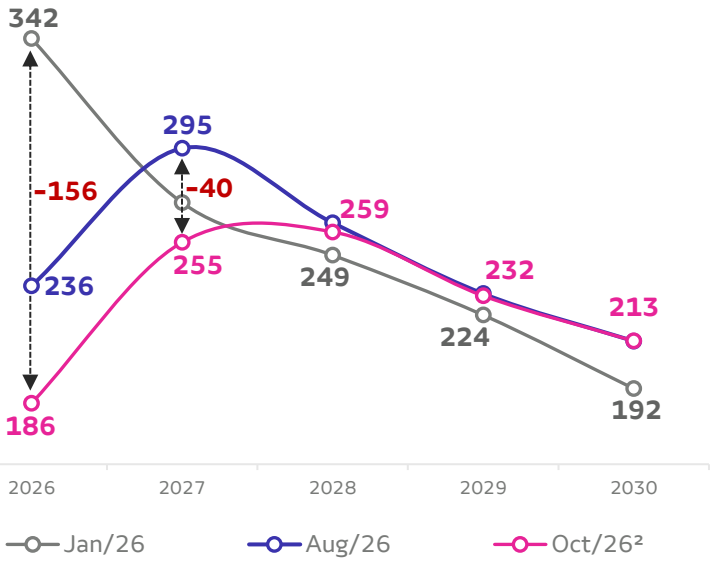
The combination of better hydrology and lower-than-expected load **reduced price expectations for 2026 and 2027**, while intraday volatility increased compared to the same period last year

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

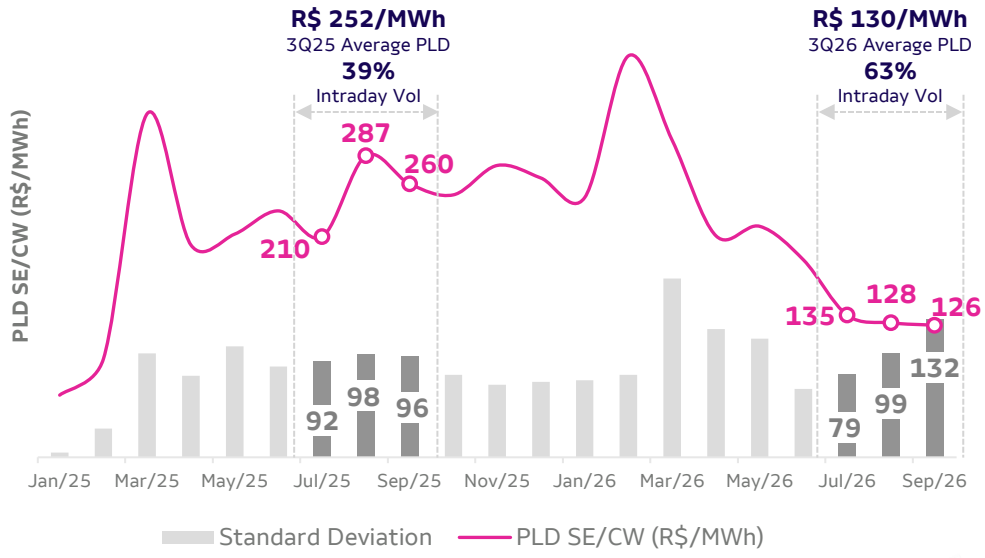
Price Evolution in 2026[1] (R$/MWh)



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



PLD and Volatility – SE/CW Submarket (R$/MWh)



- The **average PLD in the SE/CW submarket was R$ 130/MWh in 3Q26**, compared to **R$ 207/MWh in 2Q26** and **R$ 308/MWh in 1Q26**, a continuous decline in price levels throughout 2026, reflecting improved hydrological conditions.
- **Intraday *volatility* remained high**, reaching 63%, above the 39% observed in 3Q25, mainly reflecting the concentration of energy production during the hours of highest solar irradiation, as a result of the **expansion of MMGD capacity**.
- The PLD remained at the regulatory floor for 820 hours in the quarter, with at least one floor occurrence on 98% of the days, compared to 361 hours and 64% of the days in 3Q25.

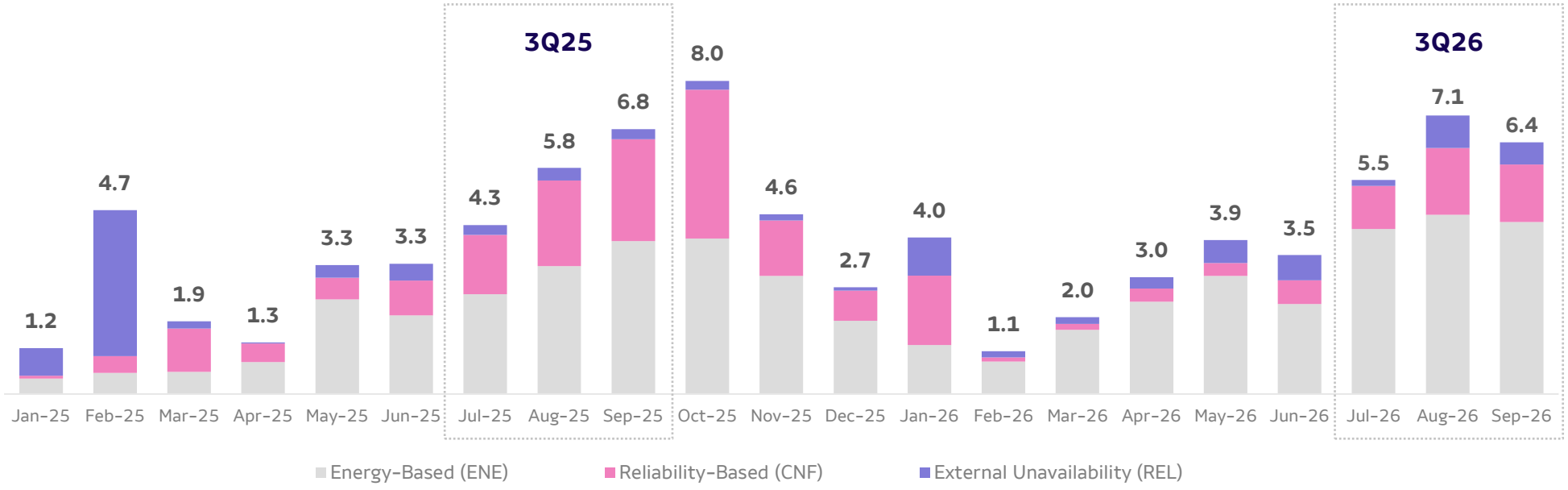
Source: Dcide, ONS and CCEE | 1 – Market curve as of January 27, 2026 considers monthly estimates of the average PLD for January, February, March and April + estimated average PLD for the period between May and December 2026; 2 – Market curve as of November 2, 2026. For 2026, considers the actual average PLD between January and October + estimated average PLD for November and December.

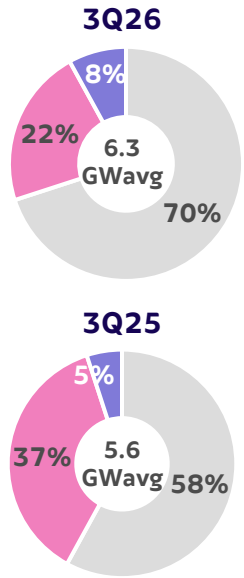
..:: *Curtailment*

Despite the **increase in curtailed energy volume**, there was a **reduction in the financial cost of curtailment**, especially for wind, due to lower energy prices during the periods with the highest concentration of curtailments

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

Source: ONS and CCEE





- **Total *curtailment* for wind generation in the SIN reached 24.5%** (4.6 GWavg) in 3Q26, above the 20.6% (4.0 GWavg) recorded in 3Q25 and the 15.7% (2.2 GWavg) observed in 2Q26. **For solar generation, *curtailment* reached 31.9%** (1.8 GWavg) in 3Q26, compared to 33.2% (1.6 GWavg) in 3Q25 and 25.8% (1.3 GWavg) in 2Q26.
- Curtailments classified as **reliability-related and external unavailability accounted for 30% of total *curtailment* in the quarter**, below the share observed in 3Q25 (42%).
- For the period after November 2025, **compensation for curtailments due to reliability and external unavailability** (occurring before reaching the hours threshold) is pending ANEEL regulation.

auren

Agenda

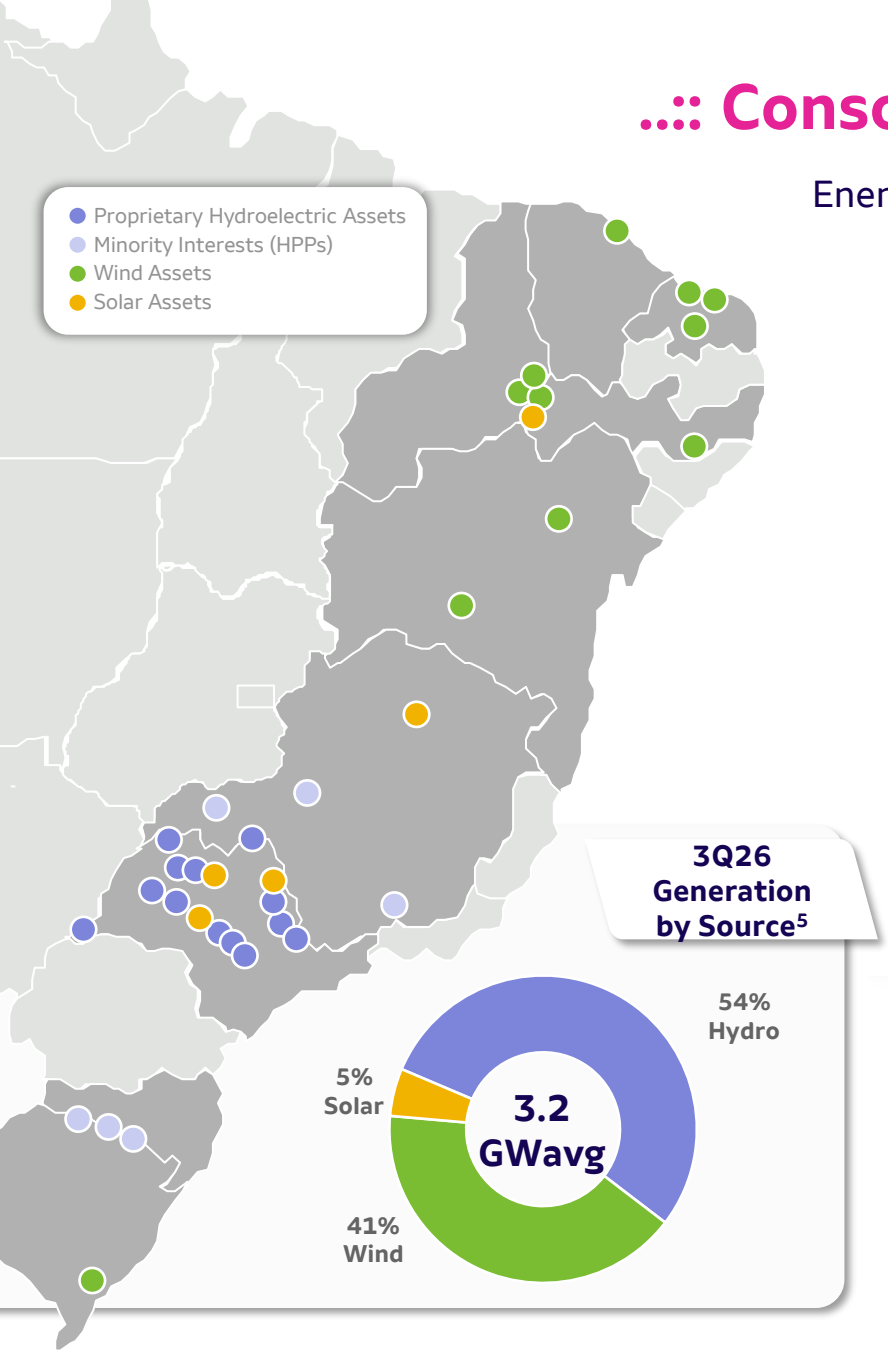
1. 3Q26 Highlights
2. Energy Market
3. **Operational Performance**
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Regulatory Environment
7. Closing Remarks



auren

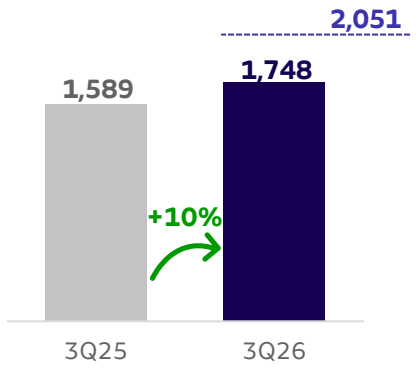
..:: Consolidated Operational Performance

Energy production from the Company's assets was influenced by **lower wind resource** and **higher *curtailment***, offset by **higher hydro dispatch** from MRE plants



Hydro

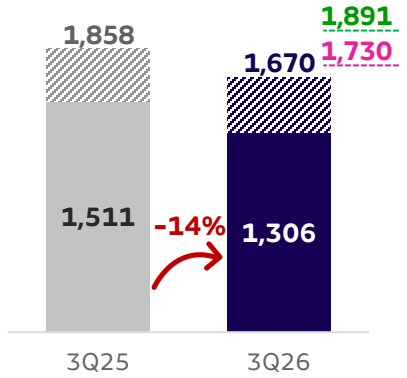
Generation vs. Firm Energy



- **10% increase** in dispatch vs. 3Q25
- **Availability[3] of 94.5%** vs. ANEEL Reference[4] of 93.5%

Wind

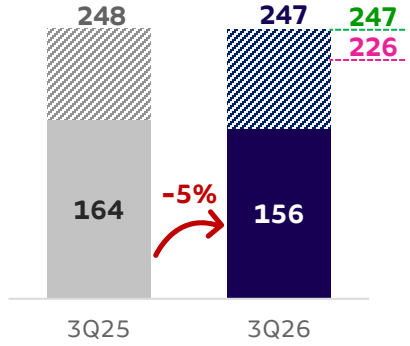
Generation[1] vs. Certification



- **Availability of 93.4%** in 3Q26 vs. 94.7% in 3Q25
- **Generation[1] at 76%** of P90
- **Potential generation[2] at 97%** of P90 and **88%** of P50

Solar

Generation[1] vs. Certification



- **Availability of 99.5%** in 3Q26 vs. 98.9% in 3Q25
- **Generation[1] at 69%** of P90
- **Potential generation[2] at 109%** of P90 and **100%** of P50

Seasonalized Firm Energy 2026 · P50 · P90 · Generation[1] · Potential Generation[2]

1 – Considers energy generation plus generation restrictions due to External Unavailability (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 5 years; 4 – Reference availability weighted by each plant's installed capacity; 5 – Considers proprietary assets only.

auren

Agenda

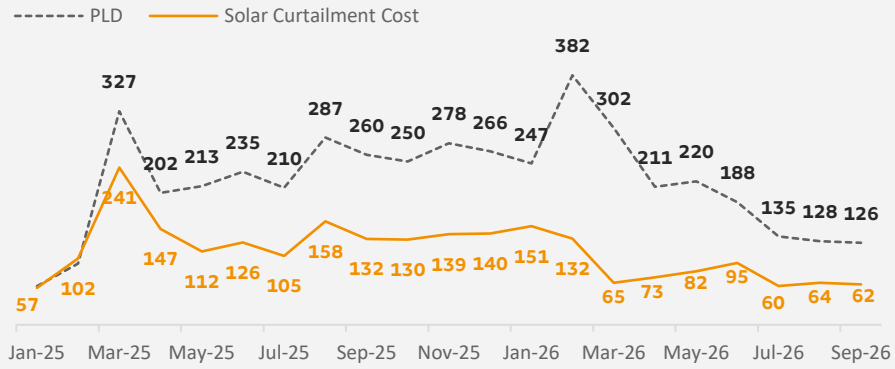
1. 3Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. **Commercial Performance**
5. Financial Performance
6. Regulatory Environment
7. Closing Remarks



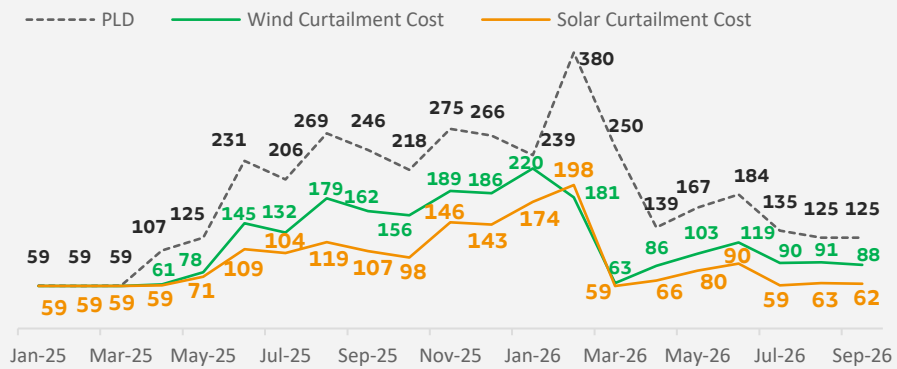
..:: Systemic Effects on the Portfolio

Repurchase Value of Curtailment

SE/CW Submarket
(R$/MWh)



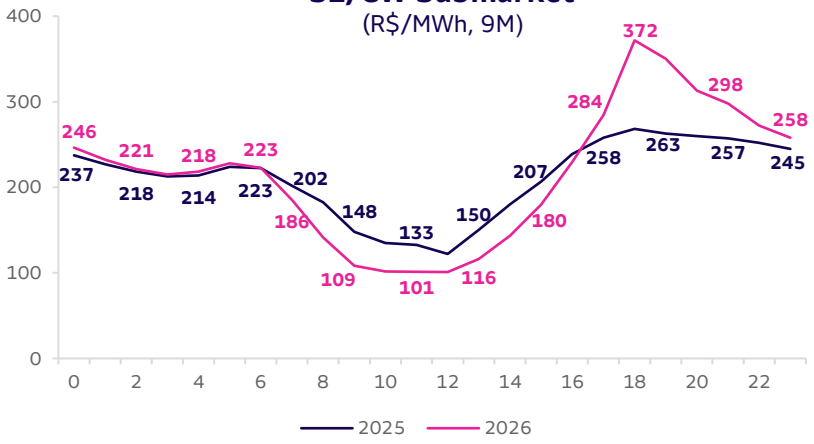
NE Submarket
(R$/MWh)



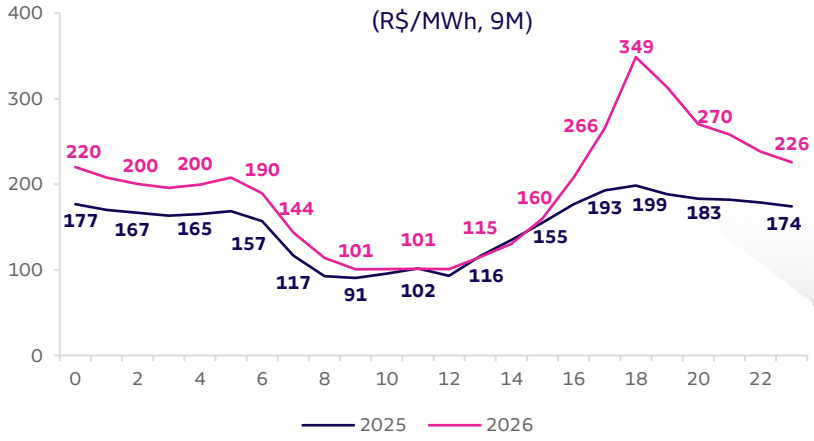
Even with a higher volume of curtailed energy, the financial impact of curtailment was mitigated **by lower PLD levels during the periods in which the cuts occurred**. For the wind source, curtailment rose by 3.9 p.p., but the **financial cost was reduced by R$ 25.8 million**

Average Hourly Price by Submarket

SE/CW Submarket
(R$/MWh, 9M)



NE Submarket
(R$/MWh, 9M)

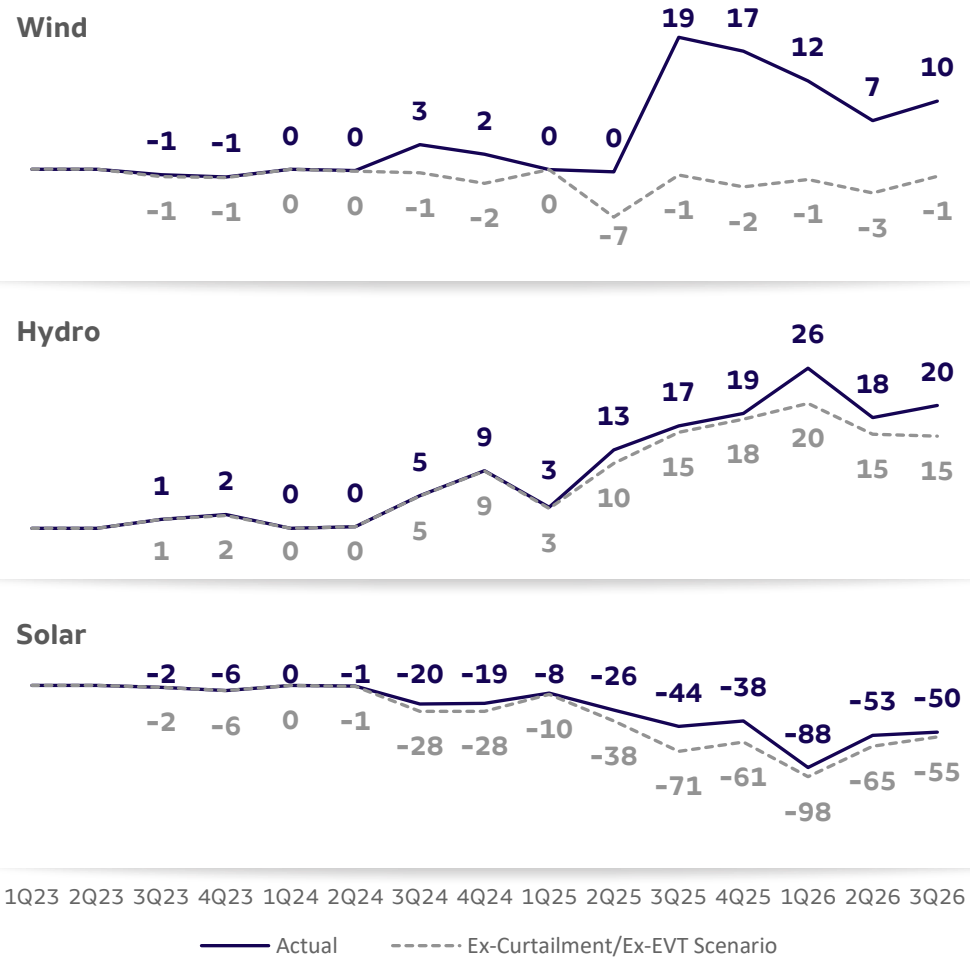


Greater hourly volatility in the SIN **increased modulation gains** in 2026

..:: Systemic Effects on the Portfolio

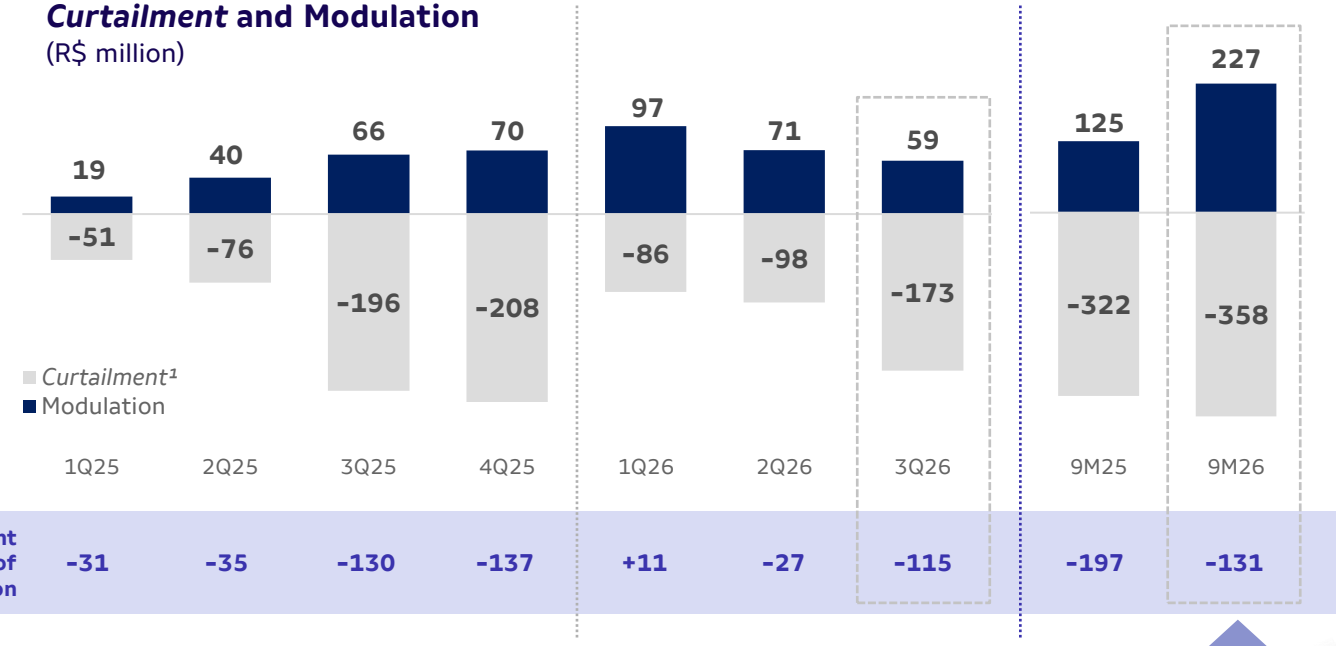
Modulation gains captured by Auren totaled **R$ 59 million in the quarter** and **R$ 227 million in 9M26**, **mitigating more than 60% of the adverse effects of *curtailment*** year to date

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



Impact of *Curtailment and* Modulation Gains

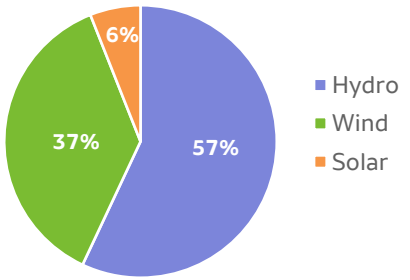
Curtailment and Modulation
(R$ million)



	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	9M25	9M26
Curtailment Net of Modulation	-31	-35	-130	-137	+11	-27	-115	-197	-131

R$ 114 million
CNF and REL² impact – 9M26

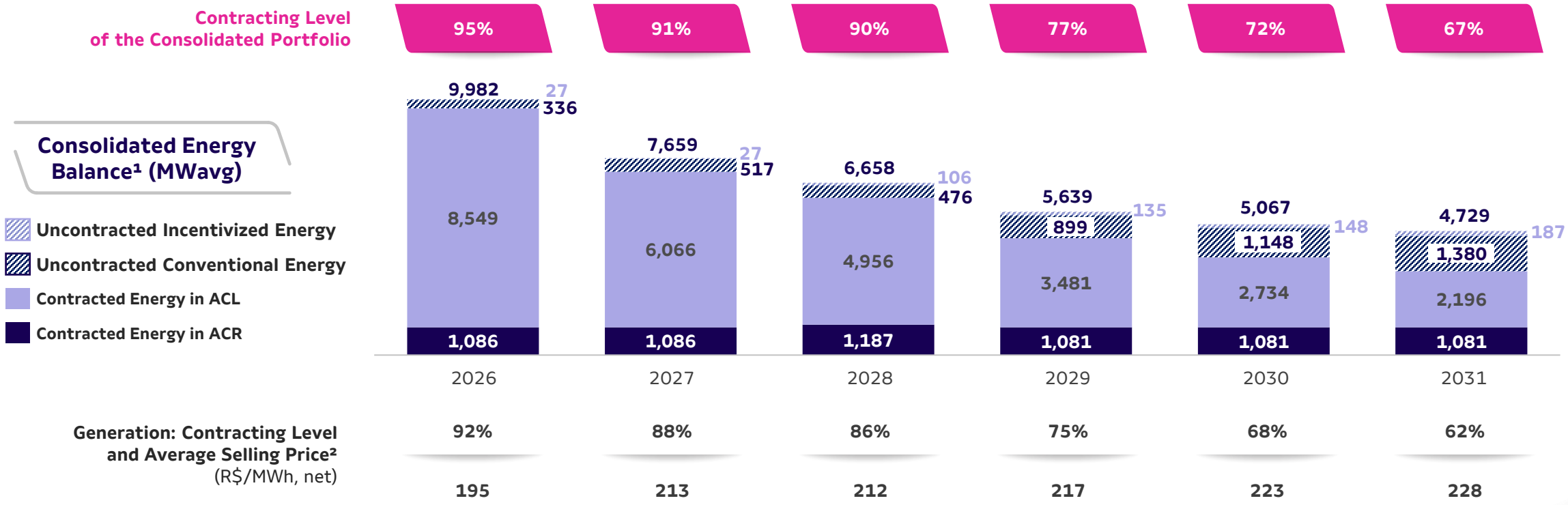
Auren Portfolio Breakdown
(% of Firm Energy)



1 – Net of the reimbursable portion related to curtailments due to external unavailability (REL) subject to reimbursement; 2 – Prior to the hour threshold.

..:: Generation Energy Balance – Integrated Portfolio Management

Intense Trading activity in the quarter, with a **successful portfolio management strategy** throughout 2026. During 3Q26, Auren increased its long position for 2027 by 80 MWavg



1 – Includes the Company's proprietary assets and 50% of the physical guarantee of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Operações and Unipar Carbocloro. Physical guarantee is net of grid losses for all years and net of GSF only for the period already concluded (9M26). The energy balance does not consider the potential effect of future GSF and curtailment; 2 – Price net of taxes (PIS/COFINS and ISS), base date: October 01, 2026.

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

Agenda

1. 3Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. **Financial Performance**
6. Regulatory Environment
7. Closing Remarks

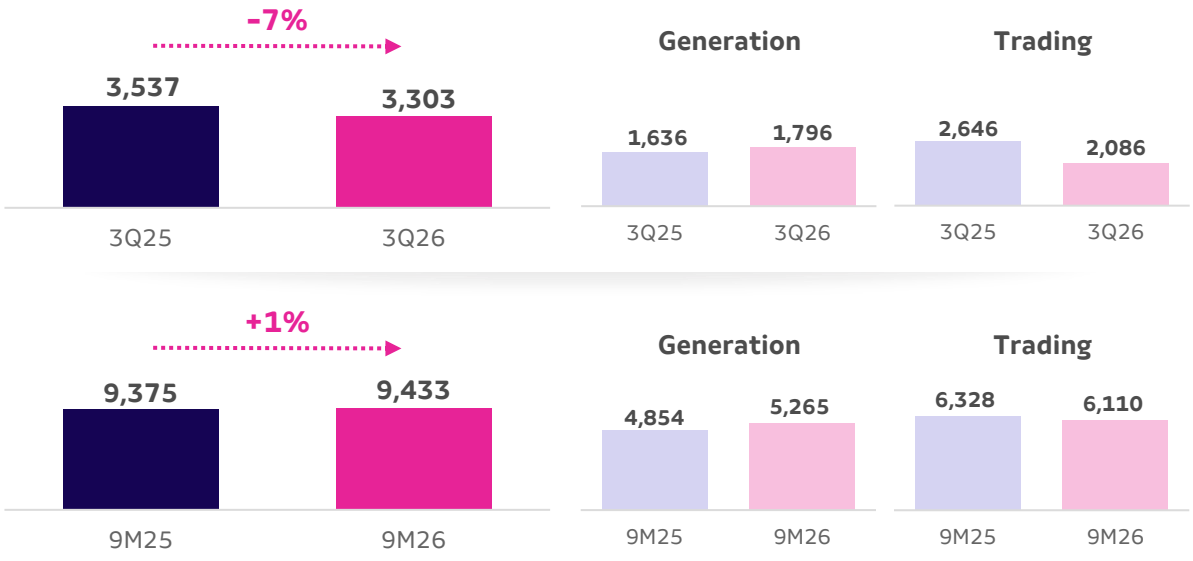


auren

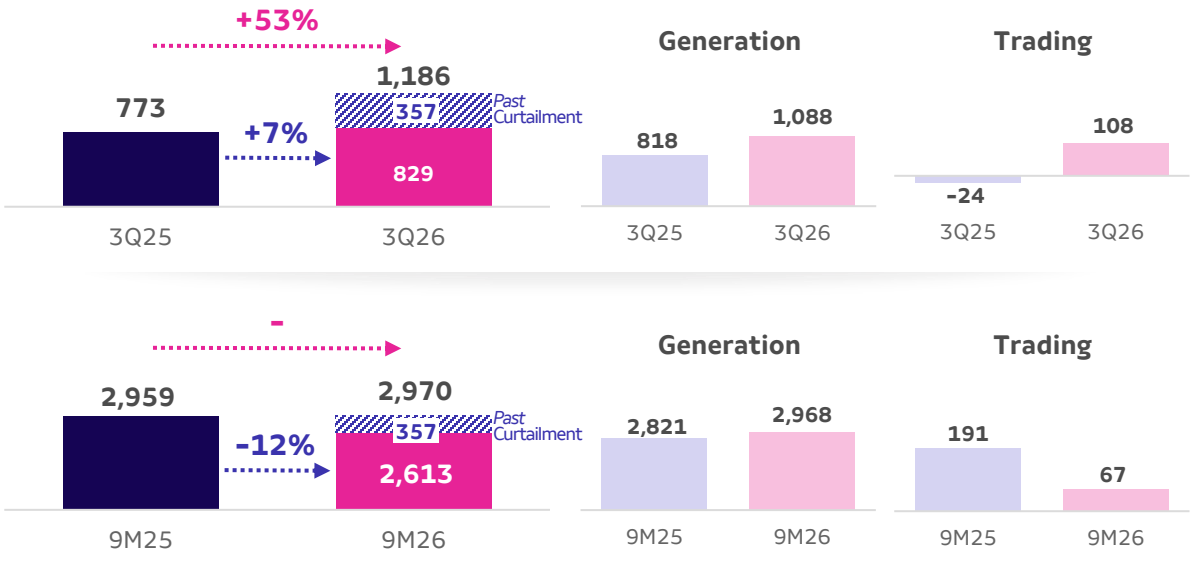
..:: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Adjusted EBITDA reached **R$ 1,186 million in 3Q26**. Excluding the impact of the **curtailment financial compensation** (R$ 357 million), adjusted EBITDA would have totaled **R$ 829 million**, a 7% increase compared to 3Q25

Net Revenue (R$ million)



Adjusted EBITDA (R$ million)



Consolidated: excluding the **financial compensation for curtailment (R$ 357 million)**, **Adjusted EBITDA grew by 7%** compared to 3Q25, mainly driven by the **strong performance of the Trading segment** (+R$ 132 million vs. 3Q25), partially offset by **lower wind resource**.

Generation Segment: the increase in Adjusted EBITDA mainly reflects the **financial compensation for curtailment**, the **better GSF** and the **lower financial cost of generation curtailments**. These positive effects were partially offset by **lower wind generation** due to weaker resource and by **lower portfolio modulation gains**.

Trading Segment: Adjusted EBITDA increased by R$ 132 million compared to 3Q25, reflecting the **trading strategy adopted for 2026**, with the **progressive closing of the short position**, benefiting from lower prices in the quarter.

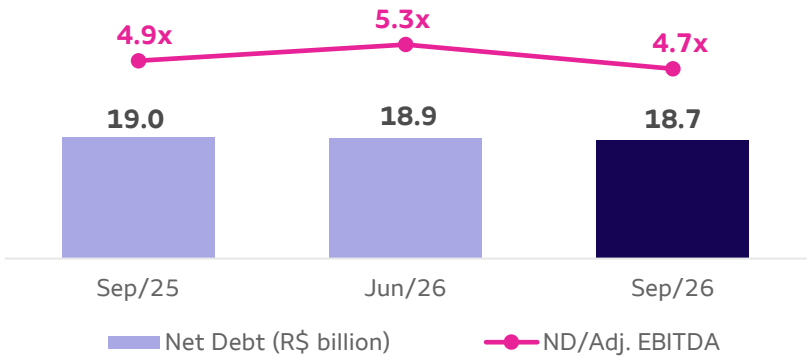
PMSO: decreased by 6% vs. 3Q25, reflecting the **Zero-Based Budgeting initiatives**, lower insurance expenses and expenses associated with the AES Brasil integration incurred in 3Q25.

Dividends from Minority Interests in HPPs: **R$ 78 million in 3Q26** vs. R$ 99 million in 3Q25.

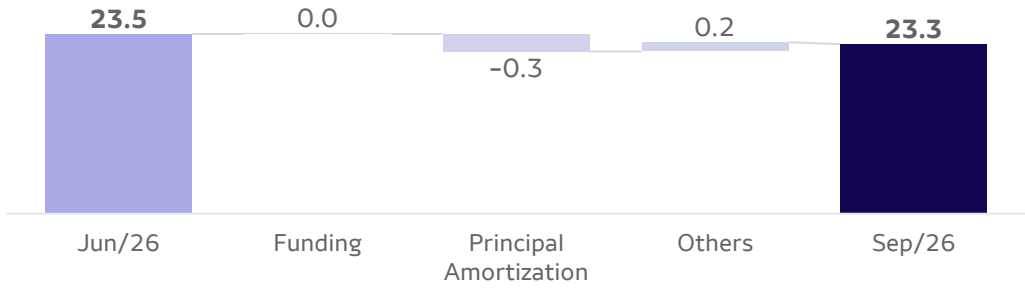
..:: Financial Performance – Disciplined Capital Structure Management

Deleveraging trajectory in line with plan, with net debt reduction

Leverage Evolution



Gross Debt Movement (R$ billion)



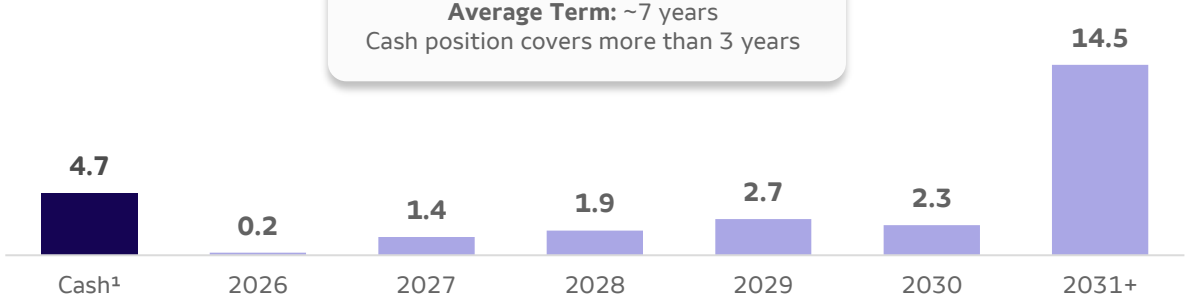
AAA
Auren Energia and Subsidiaries

Fitch Ratings

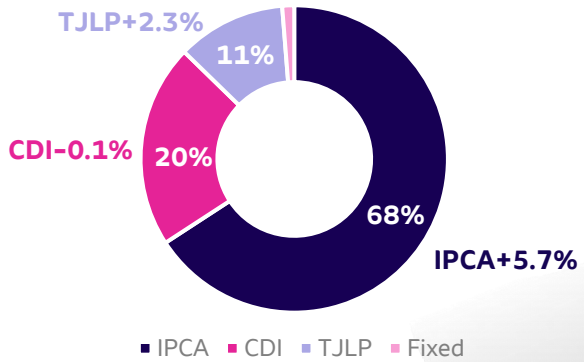
MOODY'S RATINGS

Gross Debt Principal Amortization Schedule (R$ billion)

Average Term: ~7 years
Cash position covers more than 3 years



Net Debt Profile



CDI-2.1%
Cost of Debt

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

Agenda

1. 3Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. **Regulatory Environment**
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

R$ 357 million positive net impact on 3Q26 EBITDA,
+ **R$ 14 million** in financial income

Next Steps
(estimated timeline)

July 21, 2026 — 1
Publication of Ordinance No. 140 (Commitment Agreement) ✓

August 10, 2026 — 2
Initial expression of interest (non-binding) ✓

2Q27 (estimated) — 3
Execution of the Commitment Agreement, following ONS/CCEE calculation and validation of amounts

2nd half of 2027 (estimated) — 4
Beginning of compensation payments

What the Ordinance recognizes

- Curtailments due to Reliability (CNF) and External Unavailability (REL) at wind and solar plants.
- Coverage period: Sep/23 to Nov/25.
- 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.
- Future curtailments (from Nov/2025 onward) depend on ANEEL regulation.

Potential additional compensation pending ANEEL regulation

- **Up to R$ 114 million** in additional compensation[1] related to curtailments classified as CNF and REL in 9M26.
- This amount could **offset nearly 90% of the curtailment impact** net of modulation in 9M26.

1 – Scenario of full reimbursement of eligible CNF and REL curtailments before the threshold.

Agenda

1. 3Q26 Highlights
2. Energy Market
3. Operational Performance
4. Commercial Performance
5. Financial Performance
6. Regulatory Environment
7. **Closing Remarks**



..:: Key *Takeaways*

***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, completing the corporate reorganization, and advancing the Company's artificial intelligence strategy. Discipline in capital allocation and continued progress on the efficiency agenda are 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. In addition, the diversified portfolio, with significant modulation gains, has allowed us to mitigate a relevant portion of the negative impact of curtailment.

Deleveraging trajectory: the Company aims to achieve an optimal leverage level over the coming years (levels close to 3.5x). The reduction trajectory remains supported by lower Capex 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.



auren

Investor Relations

ri.aurenenergia.com.br

ri@aurenenergia.com.br