

A wide-angle photograph of a wind farm at sunset. Several large, three-bladed wind turbines are silhouetted against a warm, orange and yellow sky. The turbines are situated on a hilly, forested landscape with a dirt road winding through the trees. In the background, there are rolling hills and mountains under a cloudy sky.

Apresentação de Resultados **2T25**

AGOSTO 2025

Aviso Legal

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

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

Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T25 e 6M25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de junho de 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Energia e da Companhia desde 01 de janeiro de 2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de junho de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

Agenda

1. Destaques 2T25

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

...: Destaques 2T25

A Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 981 milhões** no 2T25, **crescimento de 18%** comparado ao 2T24 proforma
Redução da alavancagem para 4,8x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

Início da Última Etapa da Integração

O Processo de Integração entra em sua última etapa. Principais marcos do período: integração dos ativos adquiridos ao **sistema de gestão de performance da Auren, unificação do Centro de Operações e Centro de Serviços Compartilhados, e go-live do SAP unificado**

Conclusão do Processo de Liability Management

Em julho, a Companhia anunciou novas emissões para concluir o **pré-pagamento do acquisition finance e da 10ª emissão da Auren Operações, alongando o prazo médio da dívida para 7 anos e diminuindo o custo médio para CDI-2,1%**

Evolução da Disponibilidade dos Ativos Eólicos Adquiridos

Disponibilidade média de 92% no trimestre, **+6 p.p. vs 2T24**, atingindo **93%** em junho. As eólicas geraram 1,3 GWm, **acima do P90** pelo segundo trimestre consecutivo, enquanto a **geração potencial superou o P50** no período

Resultados Recordes

A Auren registrou o **maior EBITDA Ajustado de sua história no semestre**, alcançando **R\$ 2,2 bilhões**, sendo R\$ 981 milhões registrados no 2T25, **crescimento de 40%** em relação ao resultado combinado no mesmo semestre do ano anterior. A alavancagem reduziu 0,9x desde o 4T24, alcançando 4,8x Dívida Líquida/EBITDA

Captura de Sinergias

Os ganhos com **sinergias recorrentes** em PMSO representaram uma economia de **R\$ 55 milhões** no 2T25. Desde o 4T24, as **sinergias acumuladas já totalizam R\$ 154 milhões**

VIVEST

Realização da imunização do plano de aposentadoria, **alinhando a rentabilidade e os vencimentos** dos ativos aos compromissos futuros. Entre os benefícios da estratégia, destacam-se **a redução** (i) do déficit atuarial em **até R\$ 693 milhões**; (ii) da **necessidade de aportes**; e (iii) da **volatilidade dos resultados**

Agenda

1. Destaques 2T25

2. Mercado de Energia

3. Desempenho Operacional

4. Desempenho Comercial

5. Desempenho Financeiro

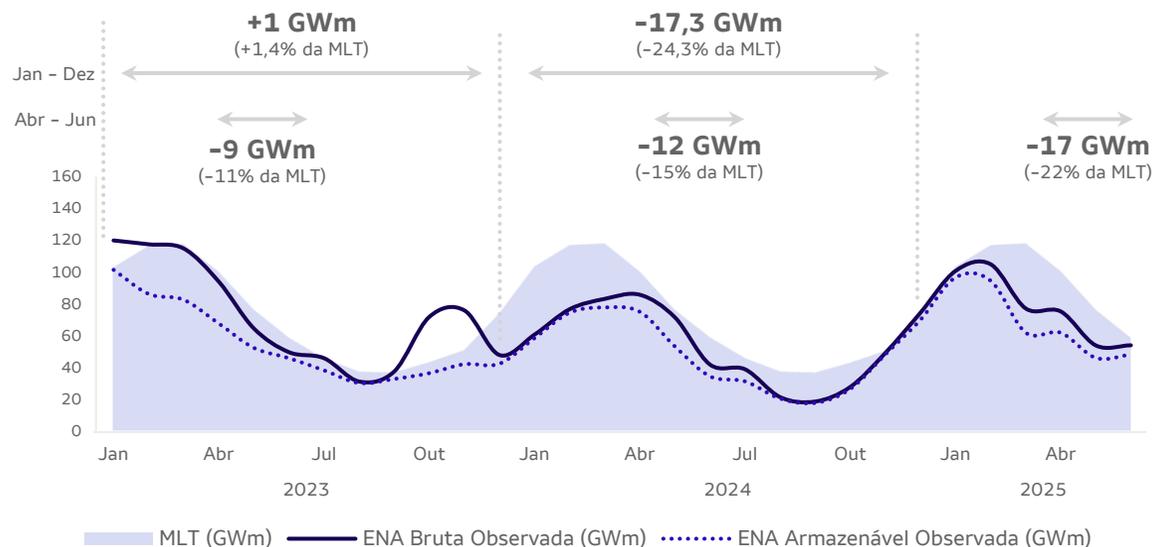
6. Considerações Finais

...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional - SIN

No 2T25, a **ENA** foi equivalente a **78% da MLT** contra **85%** observado no 2T24. A **demanda de energia** foi **2 GW médios inferior** ao mesmo período do ano anterior

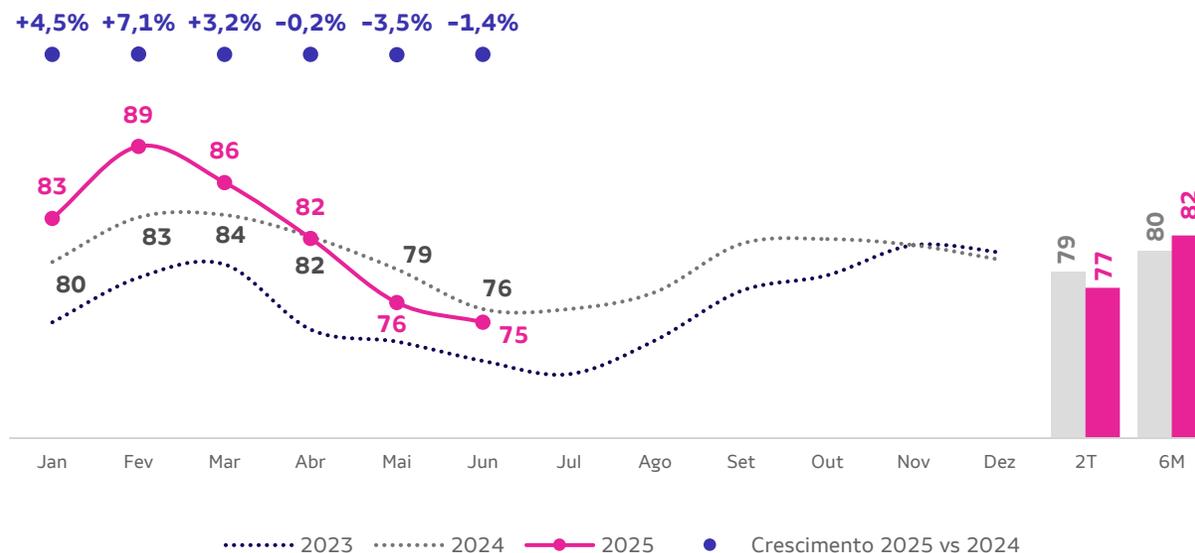
Energia Natural Afluente (ENA) – SIN (% MLT)

Fonte: ONS



Demanda de Energia¹ – SIN (GW médio)

Fonte: ONS



▪ A **ENA Bruta** do SIN totalizou **78%** da MLT, enquanto a **ENA Armazenável** foi de **66% da MLT no 2T25**, 3 p.p. abaixo do registrado no 2T24.

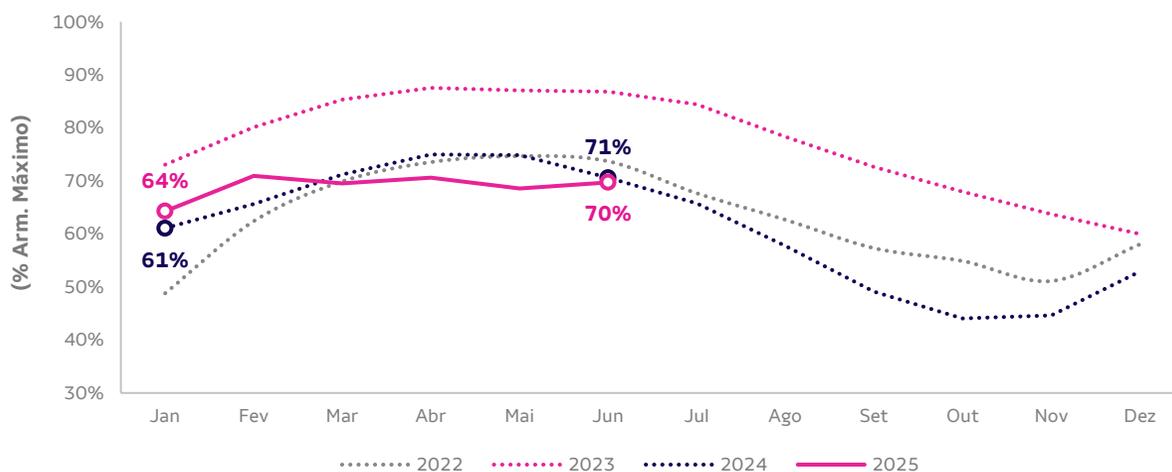
▪ As temperaturas mais baixas **impactaram a demanda do SIN no trimestre**, levando a reduções de **5%** em relação ao previsto² e **3%** vs o 2T24.

...: Desempenho do Sistema Interligado Nacional - SIN

No 2T25, o nível do reservatório equivalente do SIN atingiu **70%**, em linha com o observado no 2T24. A **geração hidrelétrica do sistema foi 5 GW médios inferior** ao mesmo período do ano anterior

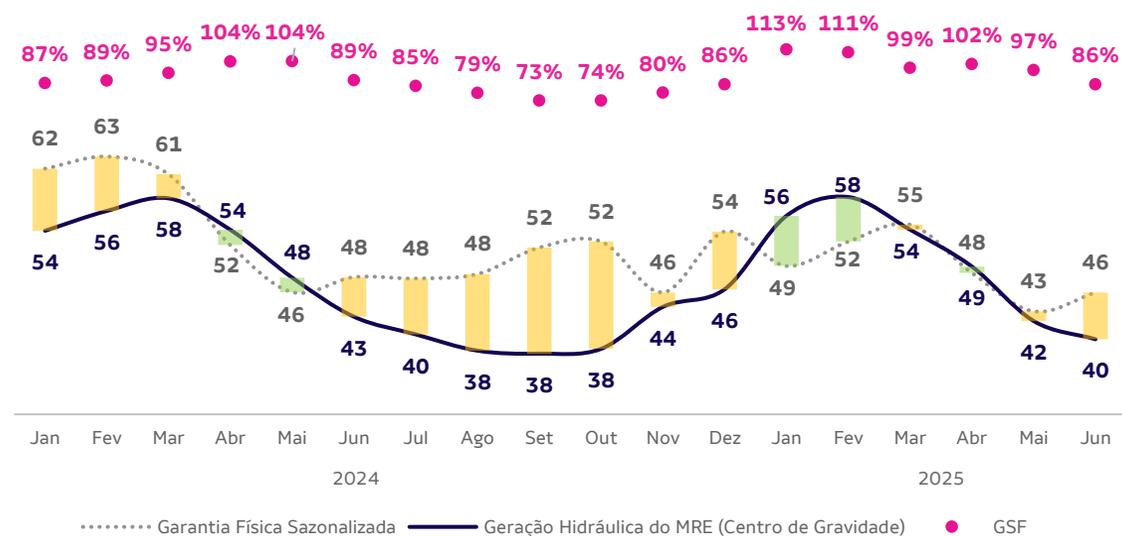
Nível do Reservatório Equivalente – SIN (% EARm máx.)

Fonte: ONS



Deslocamento Hidrelétrico (GW médio, % GSF)

Fonte: CCEE



- Com relação ao **nível dos reservatórios**, o armazenamento manteve-se estável, próximo aos **70% da capacidade máxima** ao final do 2T25 (15 p.p. acima da média dos últimos 10 anos e 1 p.p. abaixo do registrado em 2024).

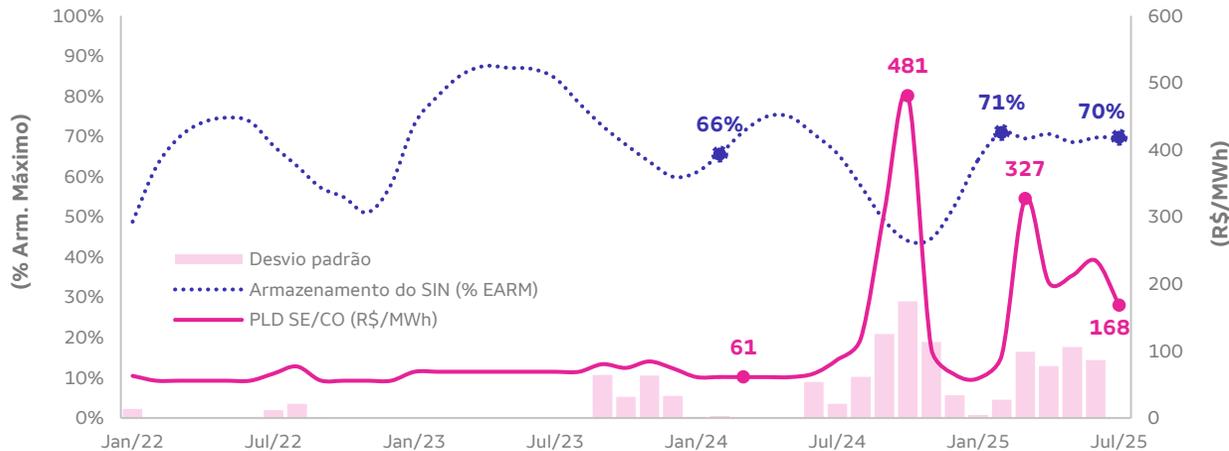
- O GSF médio observado foi de 95% no 2T25 vs. 99% no 2T24.
- A variação deve-se principalmente ao **fraco desempenho hidrológico** no trimestre e a queda do consumo. Do ponto de vista de geração hidrelétrica total do MRE, o 2T25 registrou uma **diminuição de 5 GW médios** comparado ao 2T24.

...: Evolução do PLD e Volatilidade

O **PLD médio** para o submercado Sudeste/Centro-Oeste foi de **R\$ 216/MWh** no 2T25 – ante um PLD médio de R\$ 63/MWh no 2T24 – variação explicada, principalmente, pelos impactos do **novo modelo de preço**

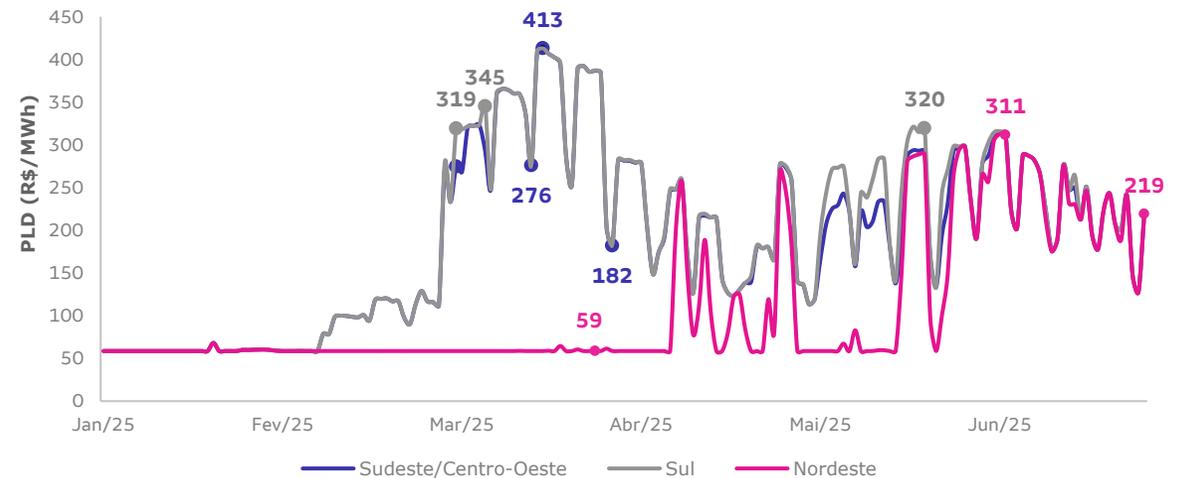
Evolução do Preço de Curto Prazo – PLD (R\$/MWh)

Fonte: ONS e CCEE



PLD Diário por Submercado em 2025 (R\$/MWh)

Fonte: ONS e CCEE



- Mesmo diante de um período úmido do SIN similar ao 2T24 em termos de vazão e nível dos reservatórios, a **elevação do PLD no 2T25** evidencia o impacto da nova modelagem e dos novos parâmetros de aversão a riscos da cadeia de modelos de formação de preço de curto prazo.
- O trimestre foi marcado **pela volatilidade e descolamento de preços** de energia entre os submercados até o final de maio. Tipicamente, esse período é caracterizado por grande oferta de energia hidrelétrica na região Norte que, somada à oferta de geração eólica e solar no Nordeste, atinge os limites do sistema de transmissão para escoamento do excedente energético para o Sudeste.

Agenda

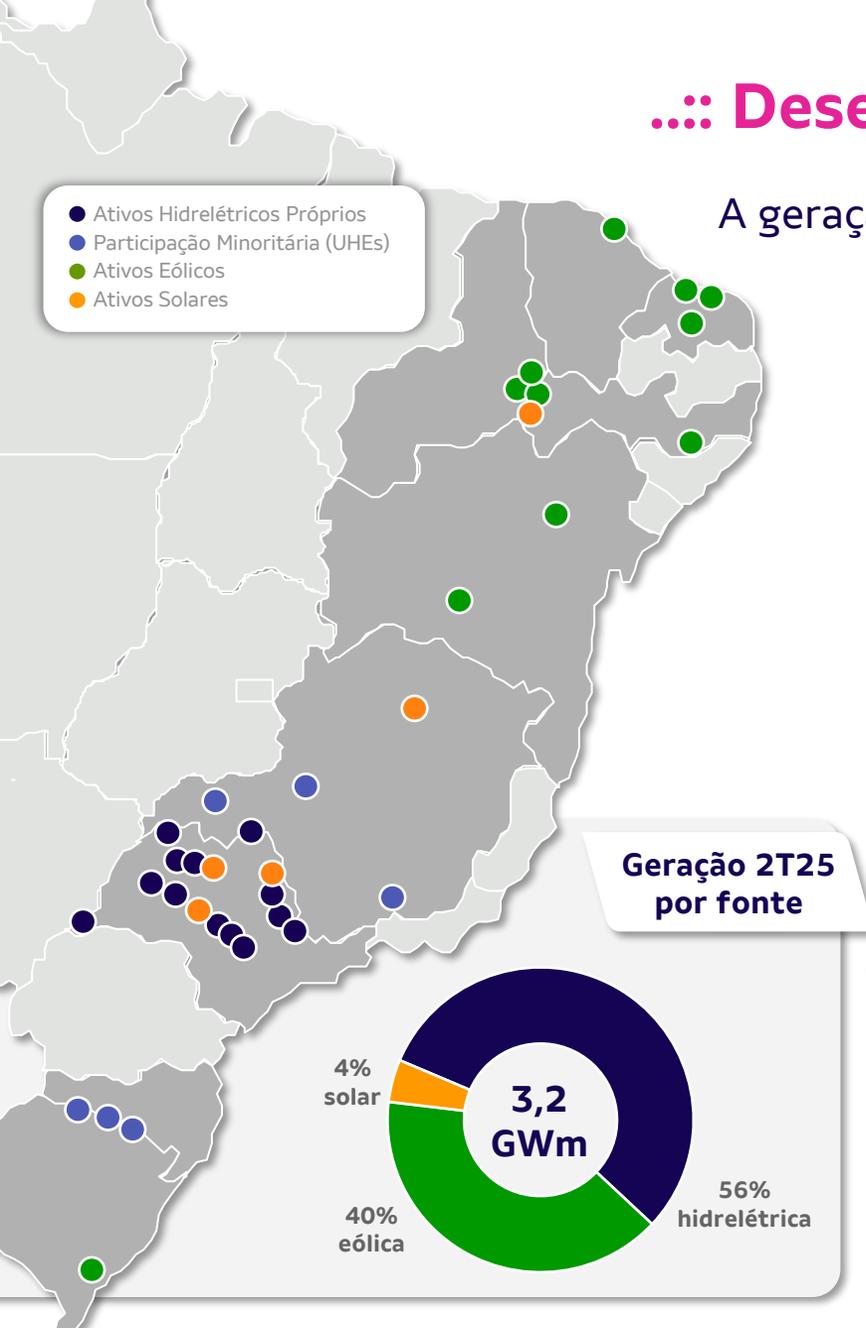
1. Destaques 2T25
2. Mercado de Energia
- 3. Desempenho Operacional**
4. Desempenho Comercial
5. Desempenho Financeiro
6. Considerações Finais



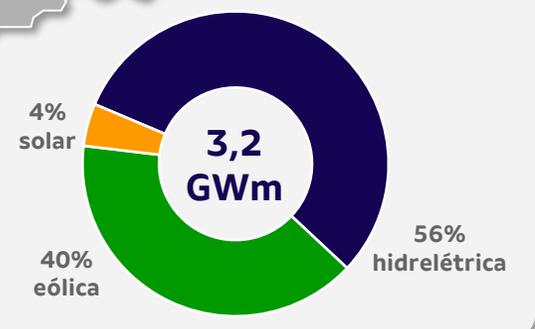
...: Desempenho Operacional Consolidado

A geração dos ativos próprios da Auren atingiu **3,2 GW médios**, **15% superior** ao 2T24

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

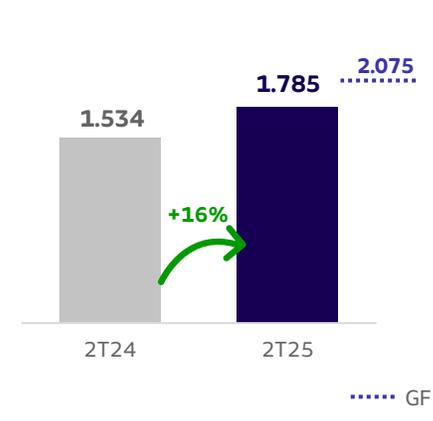


Geração 2T25 por fonte



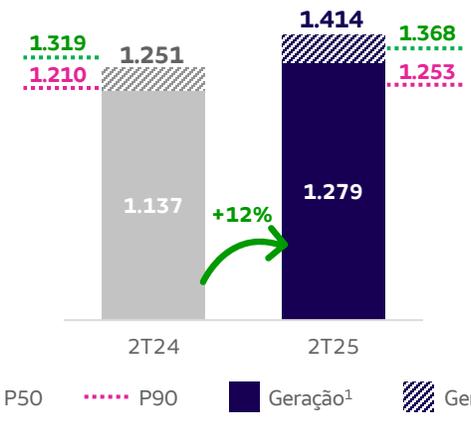
Hidrelétrica

Geração vs. Garantia Física



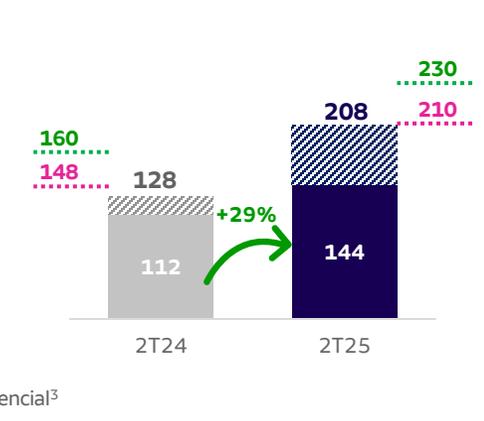
Eólica

Geração¹ vs. Certificação²



Solar

Geração¹ vs. Certificação²



- **Crescimento de 16%** na geração vs. 2T24
- **Disponibilidade de 96%** vs. Referência ANEEL⁴ de 93%

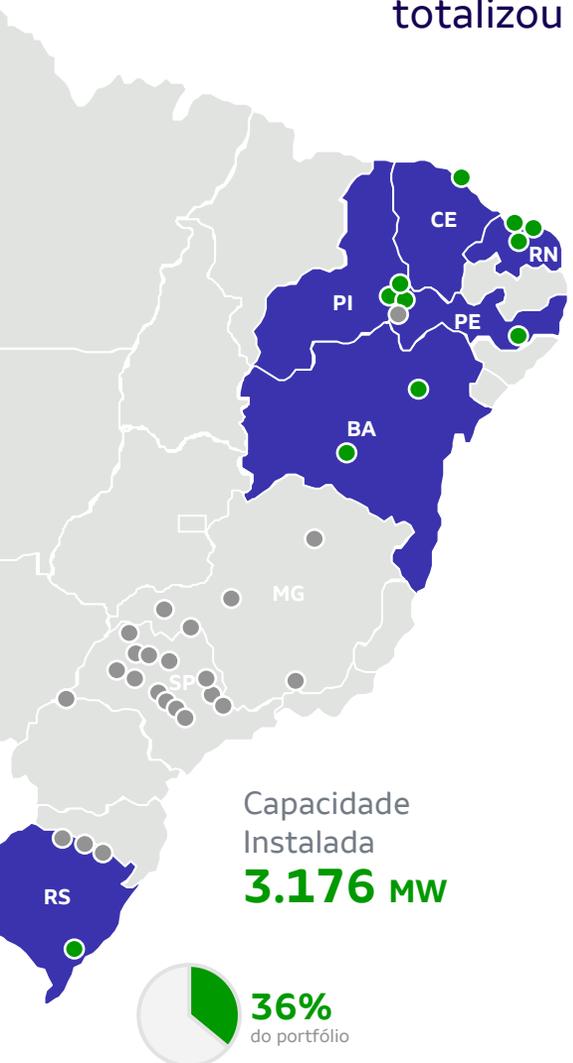
- **Disponibilidade de 94%** no 2T25 vs. 89% no 2T24
- **Geração de 102%** do P90
- **Geração potencial de 103%** do P50

- **Disponibilidade de 99%** no 2T25 vs. 98% no 2T24
- **Geração de 69%** do P90
- **Geração potencial de 91%** do P50

1 – Considera a produção de energia dos ativos eólicos e solares somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), passível de ressarcimento; 2 – Certificações mais baixas em 2024, em função do ramp-up de Tucano, Cajuína e Sol do Jaíba; 3 – Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico; 4 – Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada usina.

...: Desempenho Operacional – Ativos Eólicos

Mesmo antes de atingir a meta de disponibilidade de 95%⁴ e com impacto do *curtailment* de 8%, a geração eólica totalizou **1.279 MW médios** no trimestre, equivalentes a **102% da expectativa de geração P90**



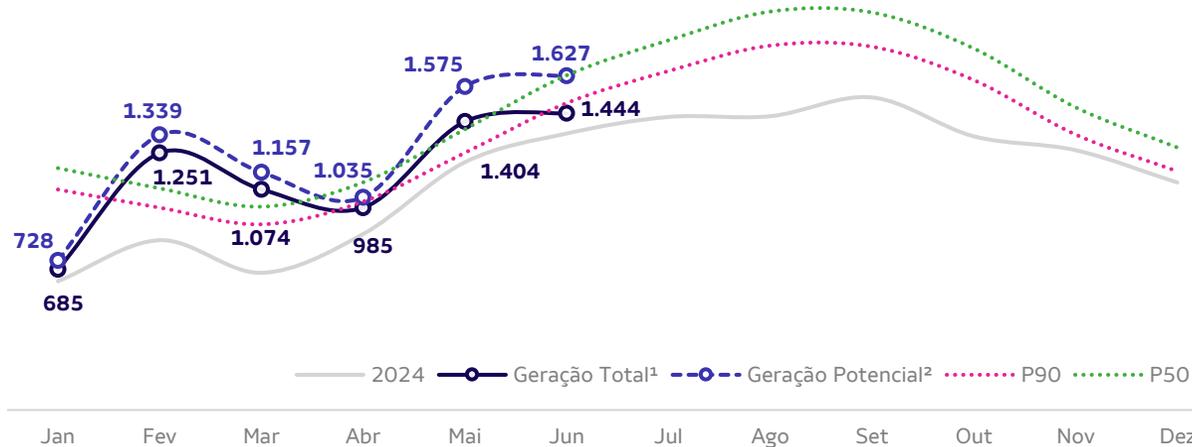
GERAÇÃO¹ VS CERTIFICAÇÃO

102%	do P90 no 2T25	101%	do P90 no 6M25
93%	do P50 no 2T25	93%	do P50 no 6M25

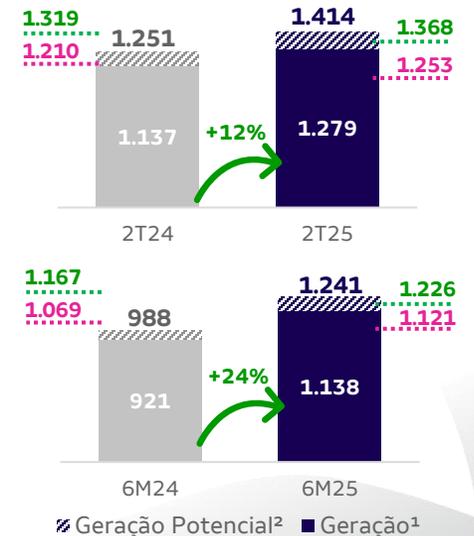
GERAÇÃO POTENCIAL²

113%	do P90 no 2T25	111%	do P90 no 6M25
103%	do P50 no 2T25	101%	do P50 no 6M25

Geração¹, Geração Potencial² e Certificação (MW médio)



Geração¹ vs. Certificação³

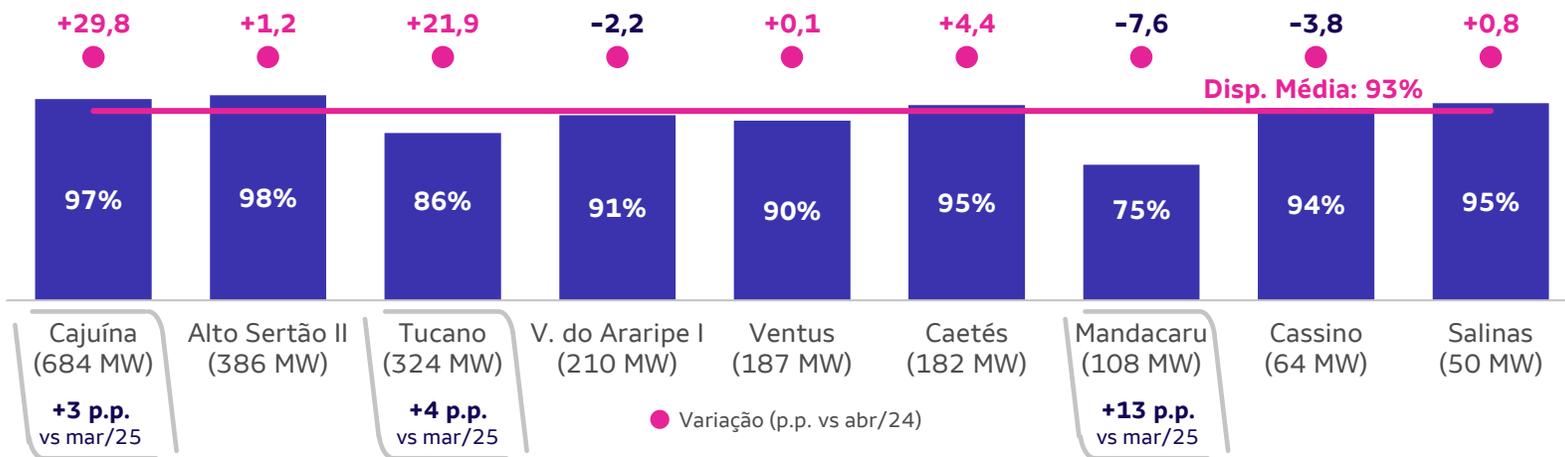


1 – Considera a produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia, passível de ressarcimento;
 2 – Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico; 3 – Certificações mais baixas em 2024, em função do *ramp-up* de Tucano e Cajuína;
 4 – Refere-se apenas aos ativos incorporados.

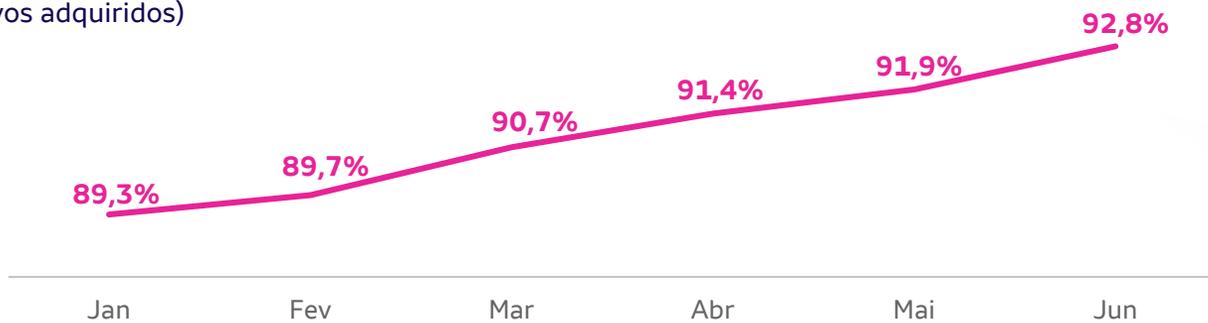
...: Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos

Evolução da disponibilidade em linha com a meta de atingir **95% até dezembro**, **1 ano antes do planejado** durante a diligência

Disponibilidade em Jun/25



Evolução Mensal da Disponibilidade Média em 2025 (ativos adquiridos)



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

Destaques

Cajuína

Gestão ativa da disponibilidade e performance, implementação de **rotina de acompanhamento** do contrato FSA para garantir **aderência à curva de potência** e *go-live* de ferramenta para **gestão de performance**.

Tucano

Conclusão de reparos em grandes componentes, como **troca dos eixos rápidos das gearboxes** (HSS - *High Speed Shafts*) e **inspeções em pás**.

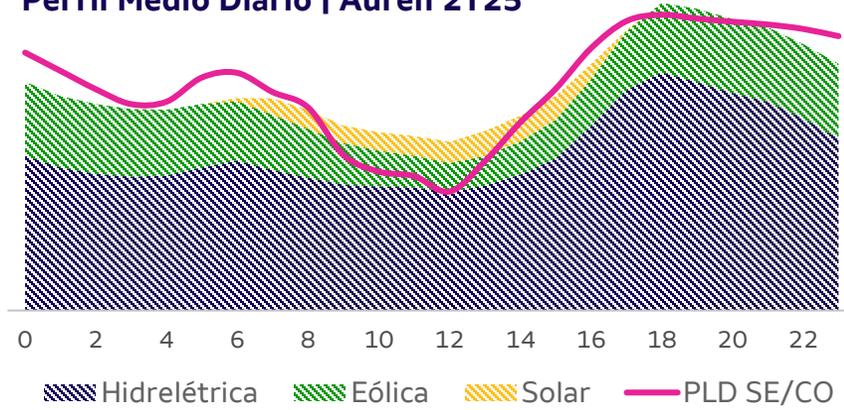
Mandacaru

Reparos relativos a **folga em raízes de pás**, com **retorno de máquinas** a partir de abril e previsão de conclusão em setembro.

...: Os Benefícios de um Portfólio Ótimo

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

Perfil Médio Diário | Auren 2T25



Ganhos com Modulação

+R\$ 40 MM no 2T25

+R\$ 58 MM no 1S25

Efeito da Modulação e Curtailment (R\$ milhões)

Impacto¹
Curtailment 2T25

-76

Efeitos da
Modulação

40

Impacto Líquido
2T25

-35



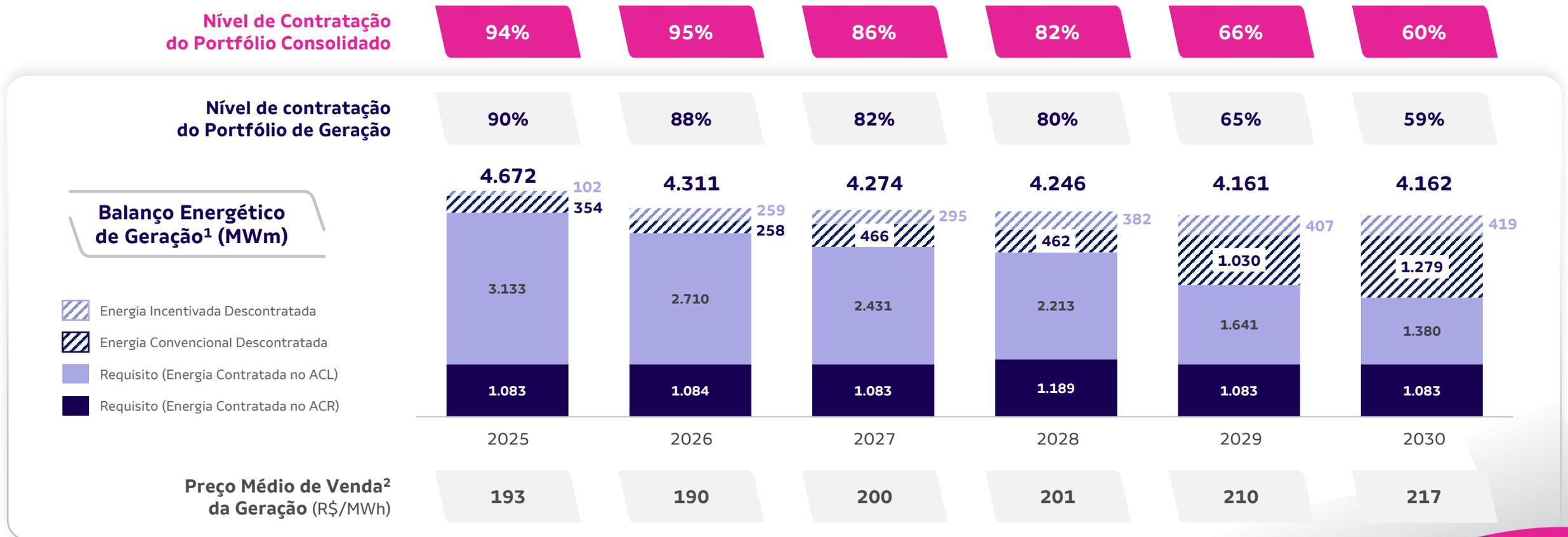
Agenda

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

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

A posição *long* do portfólio consolidado aumentou 50 MW médios para 2027 a 2029. As **principais movimentações no trimestre** foram:

- i. Inclusão de **Cajuína 3 a partir de 2027**, acrescentando 63 MW médios de recurso ao portfólio;
- ii. Vendas de aproximadamente **34 MW médios para o período de 2027 a 2029**, com contratações a preço médio de R\$ 177/MWh.



1 – Inclui ativos próprios e 50% da garantia física da Tucano Holding III, *joint venture* entre a Auren Participações e a Unipar Carbochloro. As garantias físicas são líquidas de perdas na rede básica para todos os anos e líquidas de GSF apenas para o período já realizado (6M25); 2 – Preço antes de impostos, data de referência: jun/25.

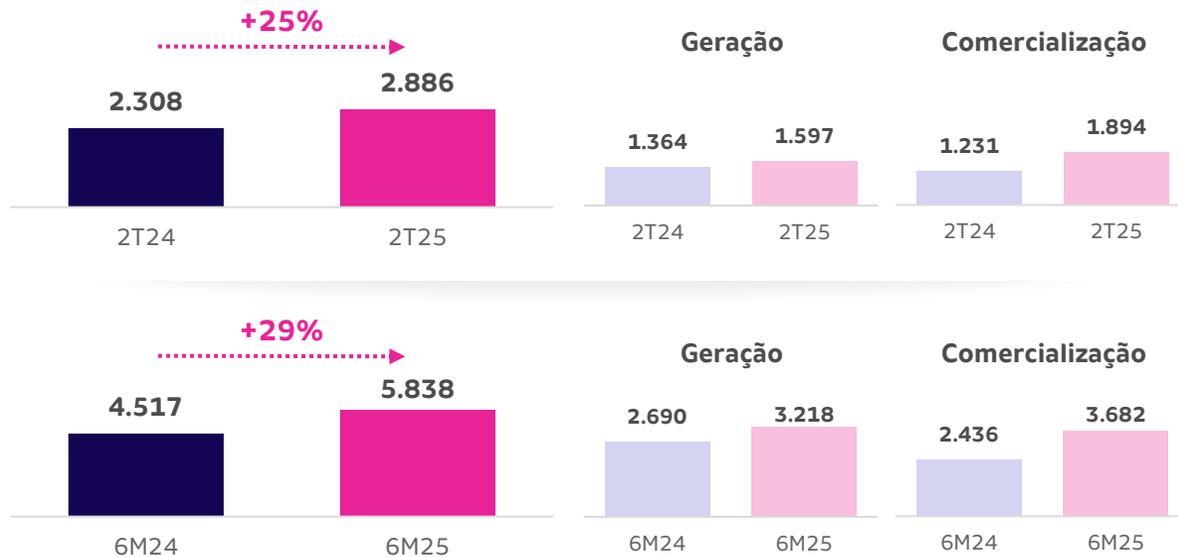
Agenda

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

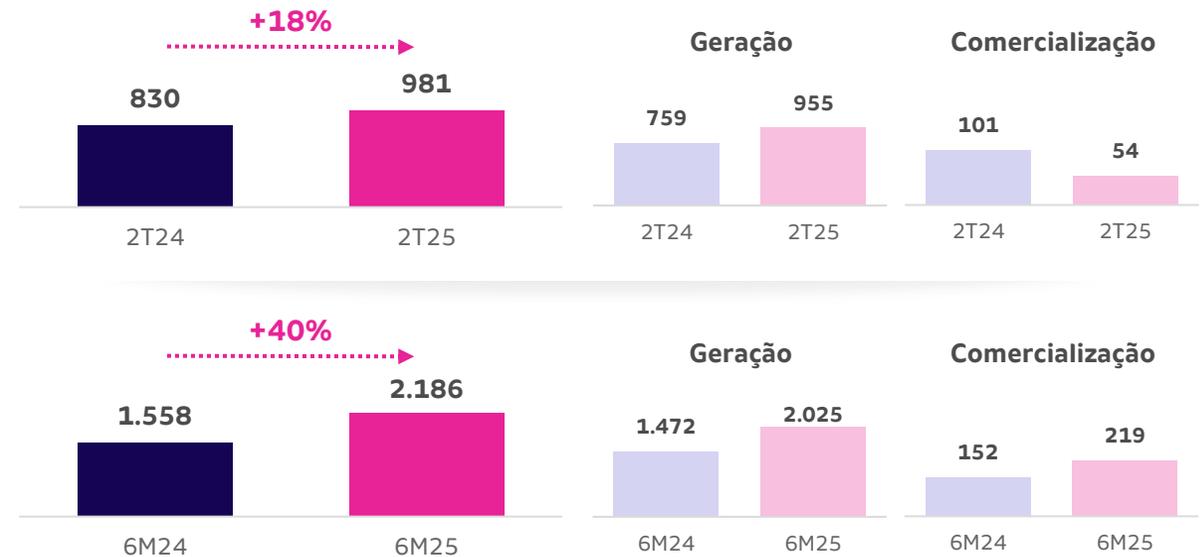
...: Desempenho Financeiro – Receita e EBITDA

Com a aquisição da AES Brasil em out/24, os números relativos a 2024 estão apresentados em uma **visão proforma não auditada**, considerando a operação combinada de ambas as empresas para fins comparativos

Receita Líquida (R\$ milhões)



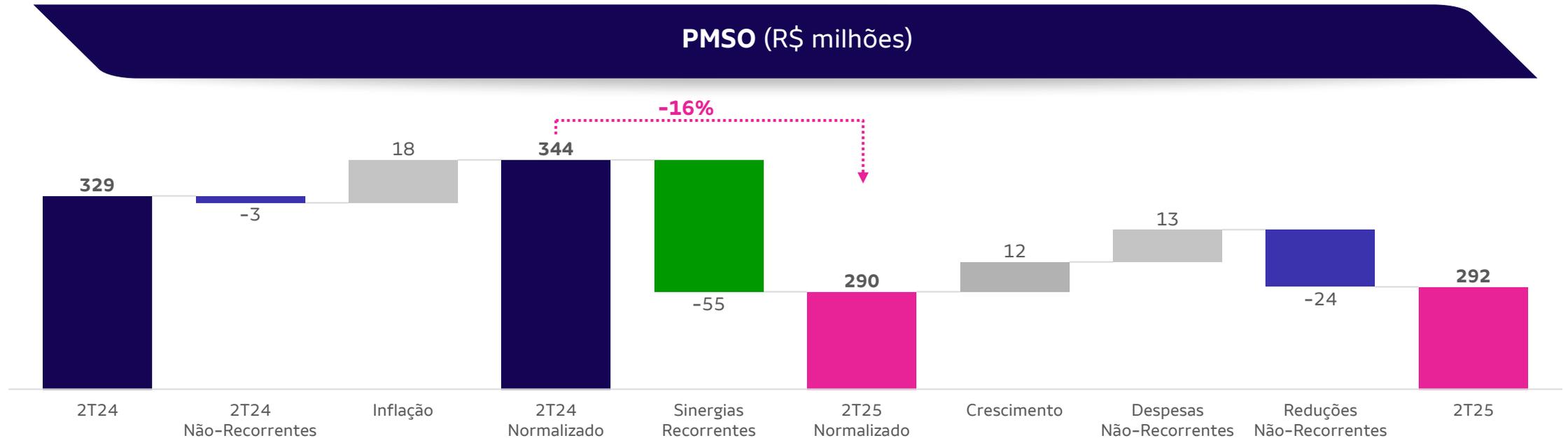
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)



- **Geração:** aumento da receita e EBITDA em função, principalmente, (i) da entrada em operação faseada de **Jaíba, Tucano e Cajuína** ao longo de 2024; (ii) do **aumento de preço** associada aos contratos de autoprodução e correção monetária; (iii) da **melhor disponibilidade**; e (iv) de **ganhos com modulação** horária.
- **Comercialização:** crescimento da receita em função do **maior volume de energia vendida**, compensado pelo **PLD mais elevado nos contratos de compra** de curto prazo, afetando o desempenho do EBITDA do segmento.
- **Redução do PMSO:** **redução de R\$ 55 milhões** no trimestre com a captura de sinergias recorrentes.
- **Dividendos das Participações Minoritárias:** **R\$ 95 milhões**, sendo R\$ 76 milhões das participações hidrelétricas e R\$ 19 milhões de Tucano¹.

...: Desempenho Financeiro – Sinergias de PMSO

R\$ 55 milhões em sinergias capturadas no 2T25, em linha com os **R\$ 250 milhões em sinergias anuais** mencionadas na divulgação de resultados 4T24 – mais que o dobro do montante anunciado na combinação de negócios



Sinergias recorrentes:

- **Despesas de Pessoal:** sinergia alcançada com o processo de integração entre Auren e AES Brasil – ainda não reflete 100% do potencial de redução em função do cronograma de desmobilizações;
- **Despesas com Materiais, Serviços e Outros:** ações de otimização dos escopos, com captura de ganhos relevantes em tecnologia, renegociação de seguros, otimização de consultorias, além de renegociações e otimizações de contratos de O&M.

Crescimento: variação relacionada ao início das operações de Jaíba, Tucano e Cajuína, além da operação de Esfera.

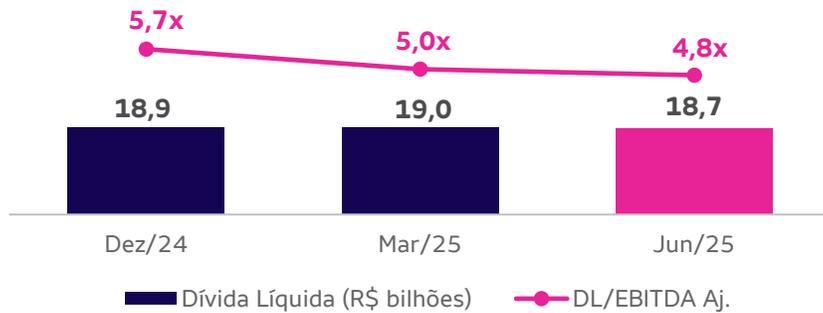
Despesas Não-Recorrentes: gastos relacionados à integração, sendo escritório de integração (consultorias, auditorias, honorários) e desmobilização de pessoas.

Reduções Não-Recorrentes: ressarcimento contratual relacionado a O&M e descasamento temporal de despesas entre trimestres.

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

Com o **crescimento do EBITDA ajustado** dos últimos 12 meses, a Auren apresentou uma **redução de 0,9x na alavancagem** se comparado à dezembro de 2024, reforçando **seu compromisso com a desalavancagem**

Evolução da Alavancagem



Conclusão do Plano de *Liability Management* (durante o 3T25)

Emissões (R\$ bilhões)

- 2,1** 14ª Emissão CESP
CDI+0,62%; 7 anos
- 1,2** 3ª Emissão Auren Part
NTNB 35-0,41%¹; 12 anos
- 0,2** BNDES – Fundo Clima
IPCA+3%; 24 anos

Pré-Pagamentos (R\$ bilhões)

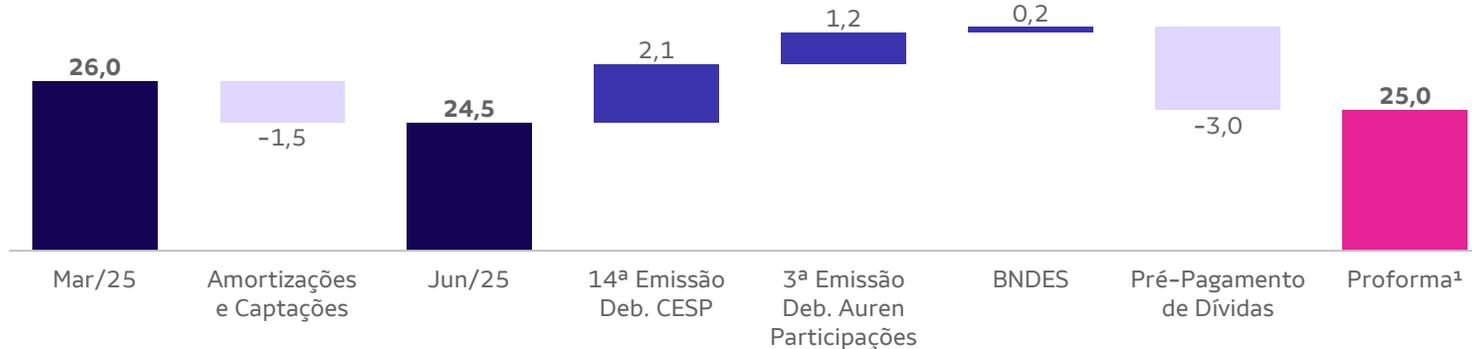
- 2,2** *Acquisition Finance* (restante)
CDI+1,1%; 1,2%; 1,5%; 2,0%
- 0,8** 10ª Emissão Auren Ops
CDI+1,5%

AAA
Auren Energia e Subsidiárias

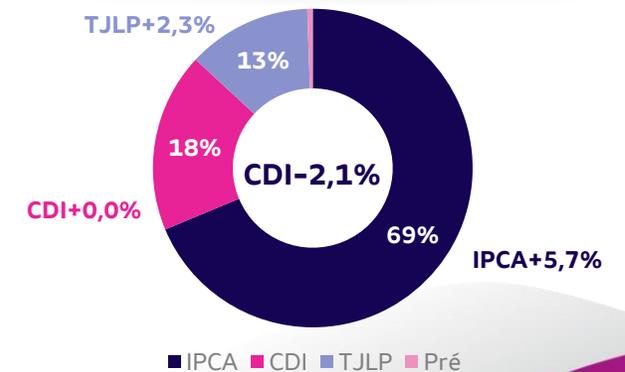
FitchRatings

MOODY'S RATINGS

Movimentação e Perfil da Dívida Bruta Proforma¹ (R\$ bilhões)



Perfil da Dívida Líquida Proforma¹



¹ – Proforma considera visão de 30 de junho de 2025, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 2,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia, e pelo pré-pagamento de R\$ 0,8 bilhão da 10ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, pela 14ª Emissão de Debêntures da CESP de R\$ 2,1 bilhões e pela 3ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 1,2 bilhão.

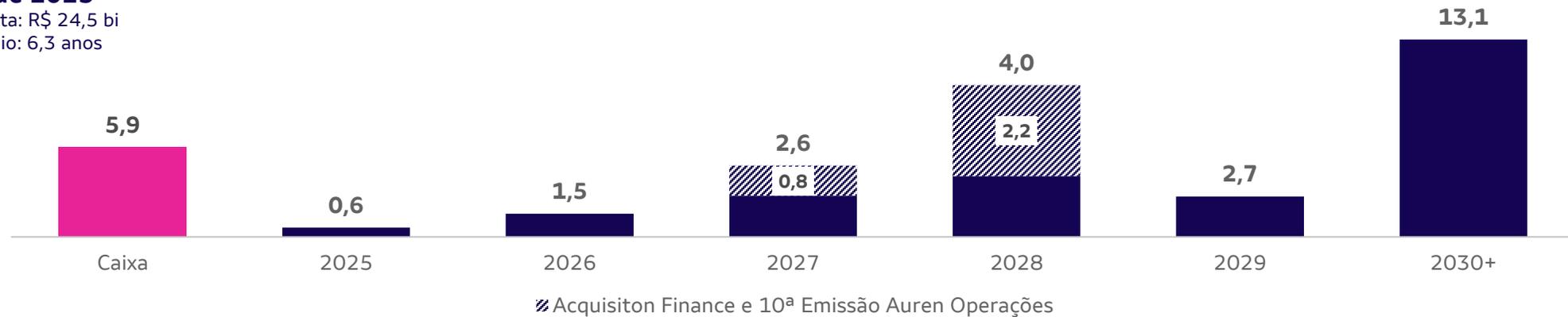
...: Desempenho Financeiro – Gestão Eficiente da Estrutura de Capital

Com a conclusão do **Liability Management**, a Companhia consolida um **cronograma de amortização alongado e estável** nos próximos anos, **sem vencimentos relevantes**, com posição de caixa capaz de cobrir os próximos 4 anos

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)

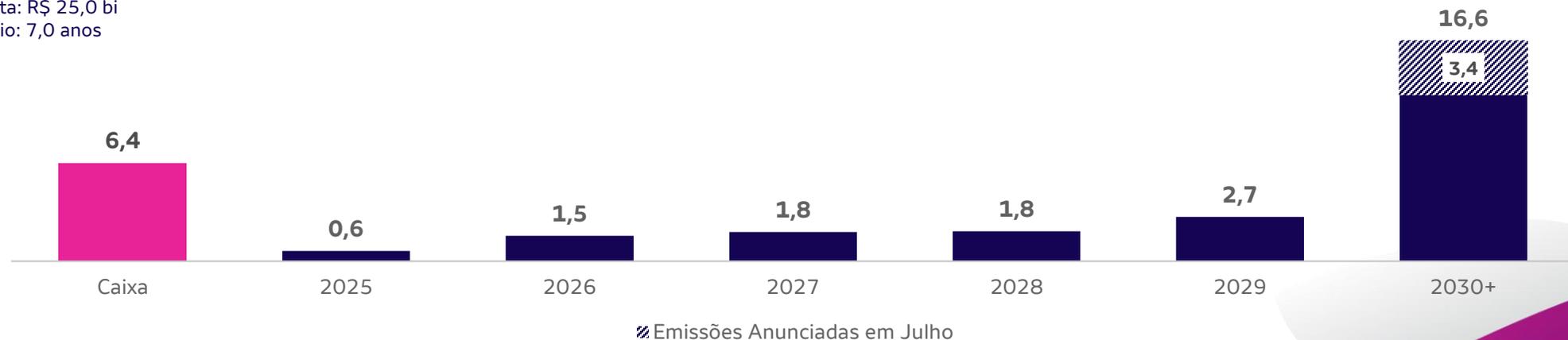
Junho de 2025

Dívida Bruta: R\$ 24,5 bi
Prazo Médio: 6,3 anos



Pós Conclusão do *Liability Management*

Dívida Bruta: R\$ 25,0 bi
Prazo Médio: 7,0 anos



...: Imunização – VIVEST

Imunização do plano de aposentadoria da CESP, aproveitando o cenário de juros altos para otimizar investimentos e alinhar ativos aos compromissos futuros do plano

Estrutura do Processo de Imunização

Passo 1

Troca dos ativos do fundo por títulos públicos indexados ao **IPCA**, **alinhando a rentabilidade e os vencimentos** dos ativos aos compromissos futuros.



Passo 2

Aprovação da nova taxa atuarial – em andamento, expectativa de conclusão até em 2025.



Principais Benefícios da Estratégia

- **Redução do déficit atuarial**, diminuindo a necessidade de aportes anuais da patrocinadora;
- **Menor volatilidade dos resultados**, reduzindo impactos de oscilações de mercado;
- **Mitigação do risco de reinvestimento**, com títulos de longo prazo alinhados ao passivo;
- **Maior equilíbrio atuarial**, garantindo maior segurança e previsibilidade para o plano.

Sensibilidade

Cenários Estimados ¹ (31/12/2025)	Déficit Atuarial Estimado (R\$ milhões)	Redução em Relação ao Cenário Atual		Desembolso Anual (R\$ milhões)	Redução em Relação ao Cenário Atual	
		(R\$ milhões)	%		(R\$ milhões)	%
Atual	1.700			168		
Taxa Atuarial @ 6,28%	1.007	-693	-41%	132	-36	-21%
Taxa Atuarial @ 5,66%	1.125	-575	-34%	143	-25	-15%

¹ – Cenários baseados na taxa atuarial estimada no estudo de imunização a ser submetido à aprovação da Previc (6,28%), e o segundo limitado ao teto da taxa atuarial já aprovada e divulgada pela entidade (5,66%)

Agenda

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

...: Principais *Takeaways*

Etapa Final da Integração: conclusão prevista até o final de 2025. Combinação do Centro de Serviços Compartilhados e o *go-live* do SAP unificado em agosto, representando os últimos grandes marcos do processo de integração.

Ativos Eólicos Rumo aos 95% de Disponibilidade: a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados segue em trajetória consistente de recuperação, conforme plano de recuperação elaborado, com perspectiva de atingir 95% em dezembro, um ano antes do cronograma anunciado na aquisição.

Sinergias Capturadas Já Totalizam R\$ 154 Milhões desde Nov/24: captura de valor a partir das sinergias da integração com AES Brasil nas frentes de PMSO, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais anunciados.

Resultados Recordes: Auren apresenta primeiro semestre de resultados combinados com EBITDA recorde de R\$ 2,2 bilhões.

Tendência de Desalavancagem: 0,9x de redução da alavancagem (Dívida Líquida/ EBITDA) desde dezembro de 2024, atingindo 4,8x no 2T25 em função da forte agregação de EBITDA do período.

Mudanças na Administração: após grandes conquistas e entregas na Auren, Mario Bertoncini assumirá um novo desafio em sua carreira no Grupo Votorantim. O Conselho de Administração elegeu João Guillaumon como novo Vice-Presidente de Clientes e Comercialização. As áreas de Estratégia, Inovação e Realização de Valor, anteriormente sob sua liderança, passam a ser conduzidas por Joaquim Spinola, que também lidera M&A e Novos Negócios.



**Relações com
Investidores**



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br



2Q25 Results Presentation

AUGUST 2025

Legal Disclaimer

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

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

Following the completion of the transaction with AES Brasil Energia on October 31, 2024, and in order to support the market in analyzing the Company's results and facilitate the visualization and interpretation of the 2Q25 data, the figures related to the June 2024 Quarterly Financial Information are presented on an unaudited pro forma basis, considering the combined operations of AES Energia and the Company as of January 1, 2024, exclusively for comparative purposes. Accordingly, the accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., disclosed in the June 2024 Quarterly Financial Information, were consolidated by summing the values of both companies and eliminating intercompany transactions. In addition, certain line items in the income statement (P&L) were reclassified to enhance comparability and improve presentation.

Agenda

1. 2Q25 Highlights

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

...: 2Q25 Highlights

Auren reports **Adjusted EBITDA** of **R\$ 981 million** in 2Q25, **growth of 18%** compared to 2Q24 pro forma
Leverage reduced to 4.8x Net Debt/Adjusted EBITDA

Start of the Final Stage of the Integration Process

The Integration Process enters its final stage. Key milestones for the period: integration of the acquired assets into **Auren's performance management system, unification** of the Operations Center and Shared Services Center, and **go-live of the unified SAP system**

Conclusion of the Liability Management

In July, the Company announced new issuances to complete the **prepayment of the acquisition finance, extending the average term of the debt** to 7.0 years and **reducing the average cost** to CDI-2.1%

Acquired Wind Assets Availability Evolution

Average availability of 92% in the quarter, **up 6 p.p. vs. 2Q24**, reaching **93%** in June. Wind farms generated 1.3 GWavg, **above P90** for the second consecutive quarter, while **potential generation exceeded P50** in the period

Record Results

Auren recorded the **highest Adjusted EBITDA in its history for the semester**, reaching **R\$ 2.2 billion**, with R\$ 981 million registered in 2Q25 – a **40% increase** compared to the combined result in the first half of the previous year. Leverage decreased by 0.9x since 4Q24, reaching 4.8x Net Debt/EBITDA

Synergies Captured

Gains from **recurring synergies** in PMSO represented savings of **R\$ 55 million** in 2Q25. Since 4Q24, **accumulated synergies have totaled R\$ 154 million**

VIVEST

Implementation of the retirement plan immunization, **aligning the profitability and maturities** of assets with future commitments. Among the benefits of the strategy are **the reduction** (i) of the **actuarial deficit** by up to R\$ 693 million; (ii) of the **need for contributions**; and (iii) of **results volatility**

Agenda

1. 2Q25 Highlights

2. Energy Market

3. Operational Performance

4. Commercial Performance

5. Financial Performance

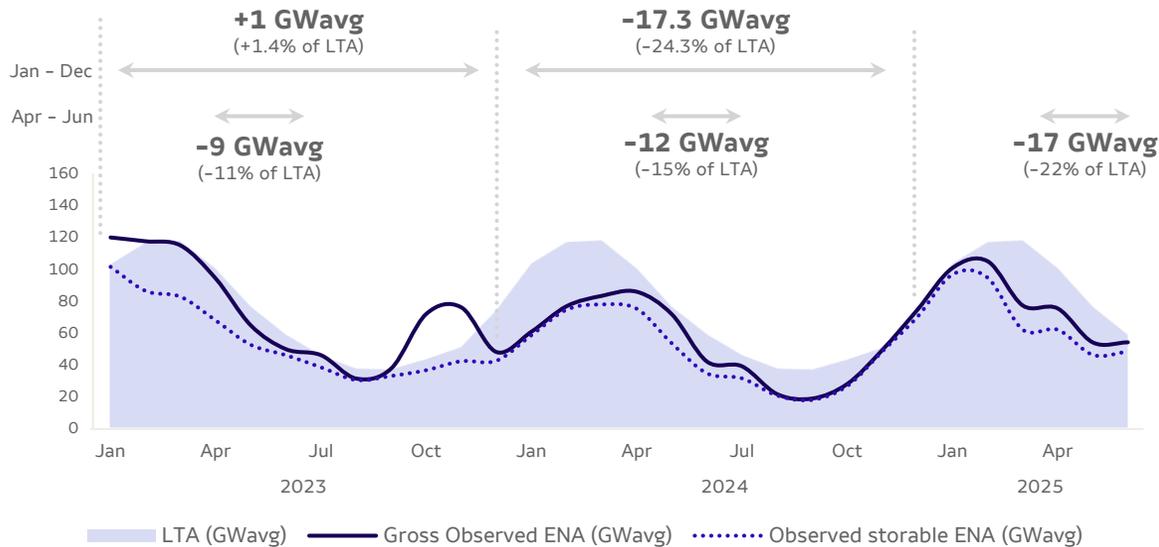
6. Closing Remarks

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

In 2Q25, **ENA** was equivalent to **78% of LTA¹**, compared to **85%** in 2Q24. **Energy demand** was **2 GWavg** lower than in the same period of the previous year

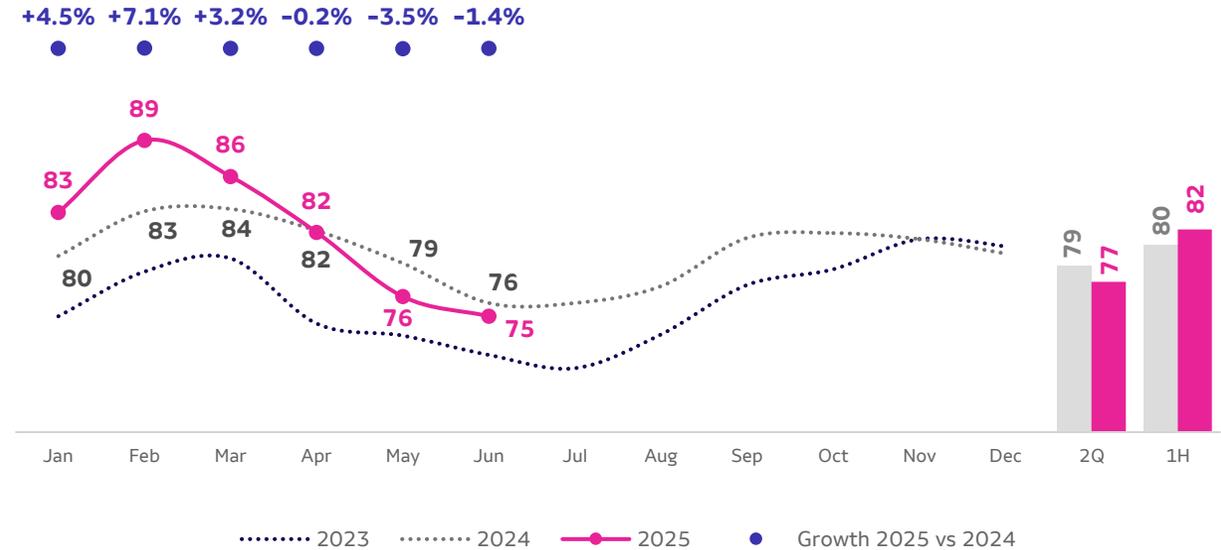
Affluent Natural Energy (ENA) – SIN (% LTA)

Source: ONS



Energy Demand² – SIN (GWavg)

Source: ONS



▪ SIN's **Gross ENA** totaled 78% of LTA, while **Storable ENA** was **66% of LTA in 2Q25**, 3 p.p. below that recorded in 2Q24.

▪ Lower temperatures **impacted SIN's demand in the quarter**, leading to reductions of **5%** compared to forecasts³ and **3%** compared to 2Q24.

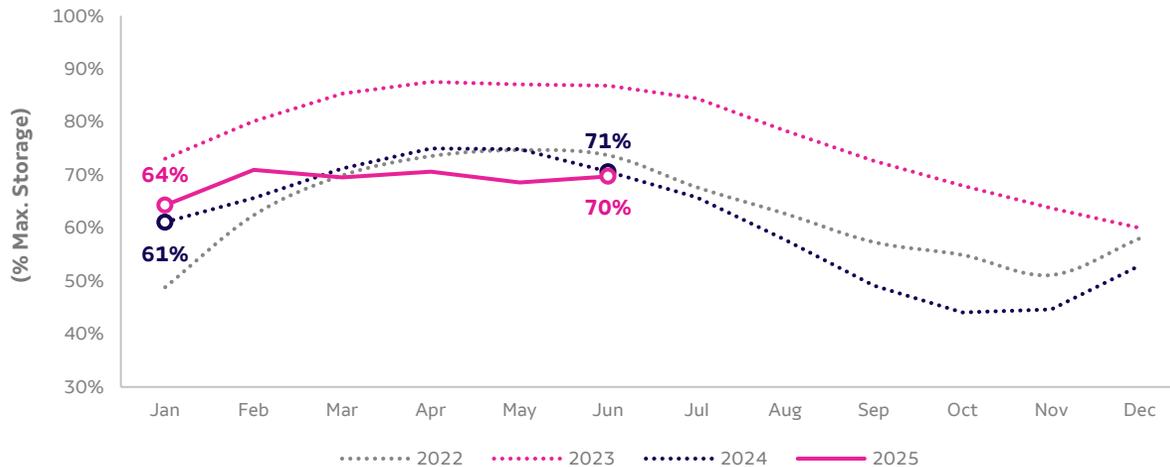
1 – Long-term average; 2 – Includes estimates of load served by Mini and Micro Distributed Generation; 3 – According to projections from the ONS's Annual Energy Operation Plan 2025–2029 for the quarter

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

In 2Q25, the **equivalent reservoir level of the SIN reached 70%**, in line with that observed in 2Q24. **The system's hydroelectric generation was 5 GWavg lower** than in the same period of the previous year

Equivalent Reservoir Level – SIN (% EARM max.)

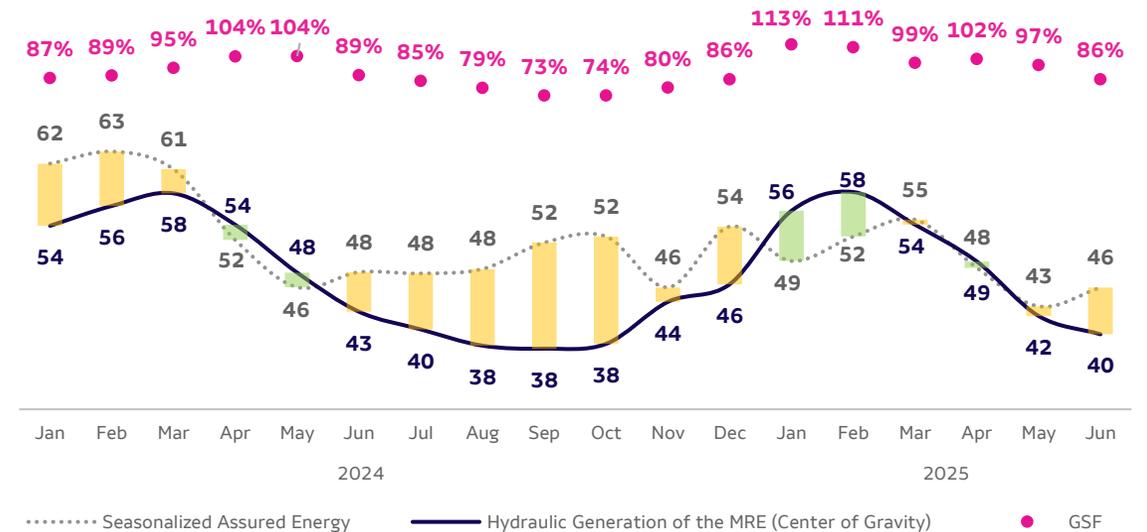
Source: ONS



- Regarding **reservoir levels**, storage remained stable, close to **70% of maximum capacity** by the end of 2Q25 (15 p.p. above the average for the last 10 years and 1 p.p. below the level recorded in 2024).

Hydroelectric Displacement (GWavg, % GSF)

Source: CCEE



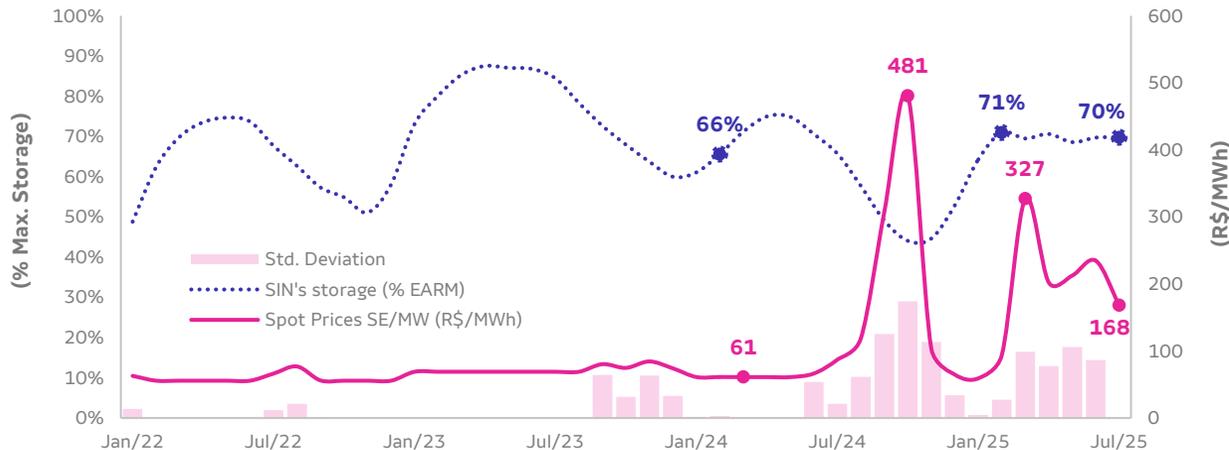
- The average GSF observed was 95% in 2Q25 vs. 99% in 2Q24.
- The variation is mainly due to **weak hydrological performance** in the quarter combined with a drop in consumption. Considering total hydroelectric generation in the MRE, 2Q25 recorded a **decrease of 5 GWavg** compared to 2Q24.

...: Evolution of Spot Prices and Volatility

The **average spot prices** for the Southeast/Midwest submarket was **R\$ 216/MWh** in 2Q25, compared to an average PLD of R\$ 63/MWh in 2Q24. This variation is mainly explained by the impacts of the **new pricing model**

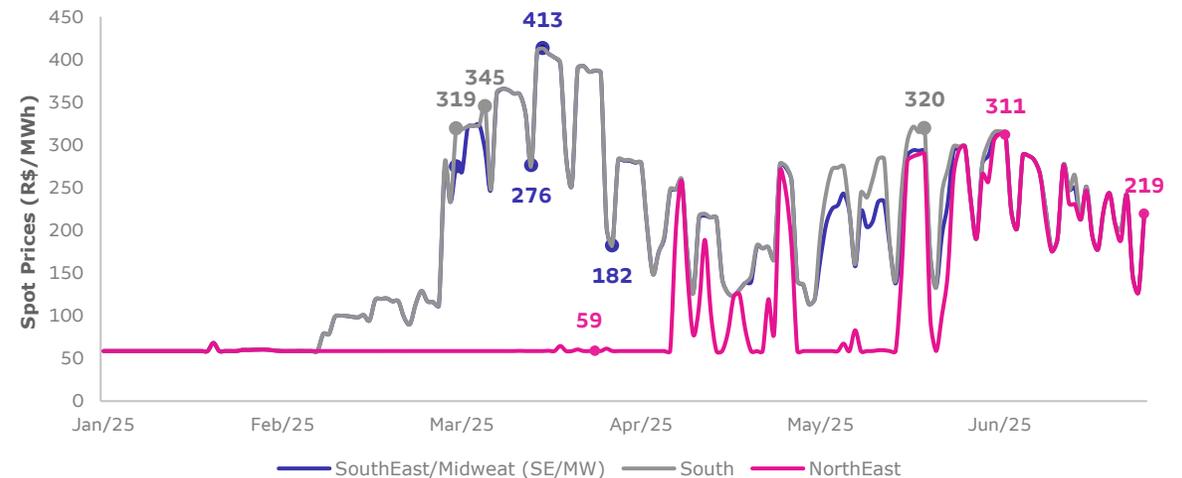
Spot Prices Evolution - PLD (R\$/MWh)

Source: ONS and CCEE



Daily Spot Prices by Submarket in 2025 (R\$/MWh)

Source: ONS and CCEE



- Even under hydrological conditions similar to those observed in 2Q24 for the *SIN* – in terms of flow and reservoir levels – **the rise in spot prices in 2Q25** highlights the effects of the new modeling and updated risk aversion parameters in the short-term price formation model.
- The quarter was marked by **volatility and a decoupling of energy prices between submarkets** through the end of May. This period is typically characterized by a strong supply of hydroelectric power in the North region, which, combined with wind and solar power in the Northeast, pushes the transmission capacity to its limits.

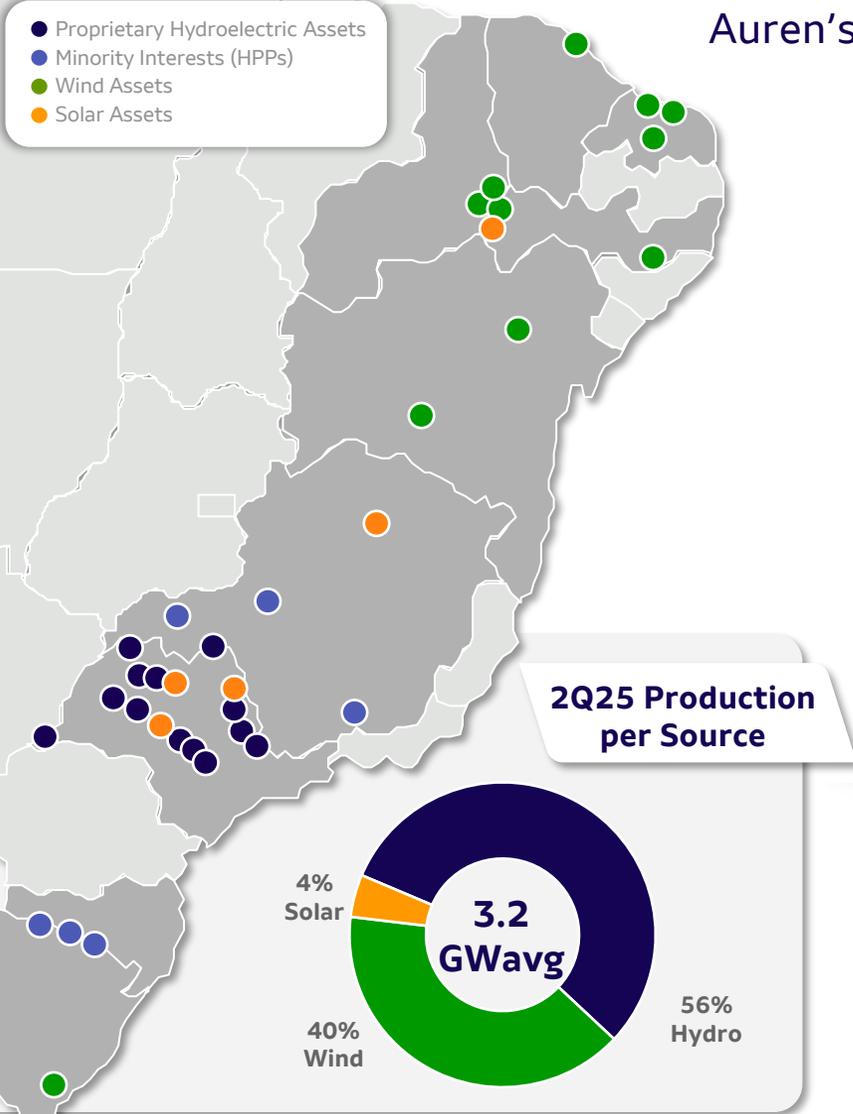
Agenda

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



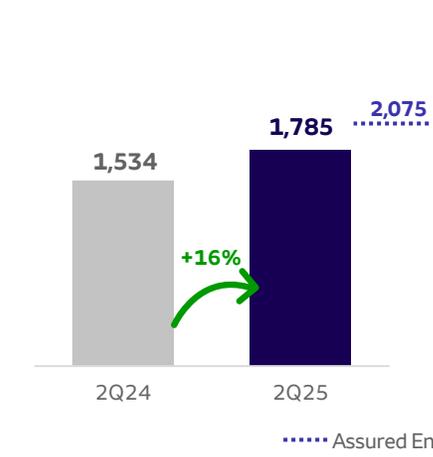
...: Consolidated Operational Performance

Auren's proprietary asset generation reached **3.2 GWavg**, **15% higher** than in 2Q24



Hydro

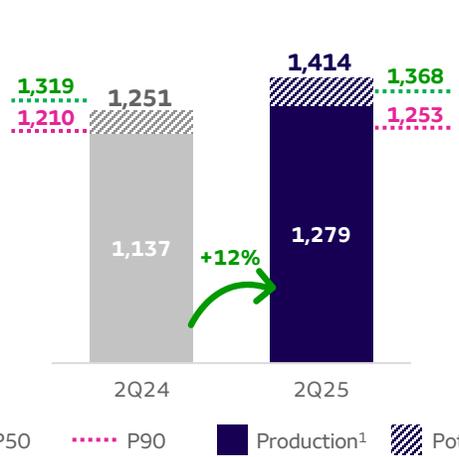
Production vs. Assured Energy



- Increase of 16% in production vs. 2Q24
- Availability of 96% vs. ANEEL⁴ reference of 93%

Wind

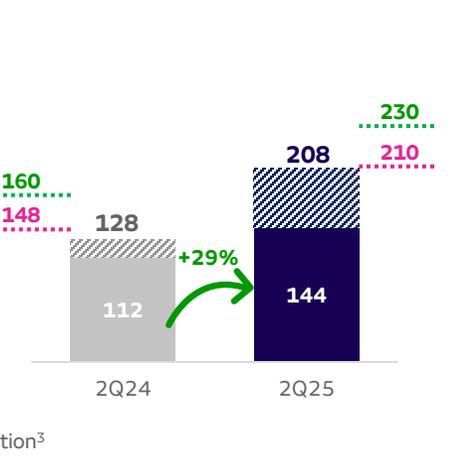
Production¹ vs. Certification²



- Availability of 94% in 2Q25 vs. 89% in 2Q24
- Production at 102% of P90
- Potential production at 103% of P50

Solar

Production¹ vs. Certification²

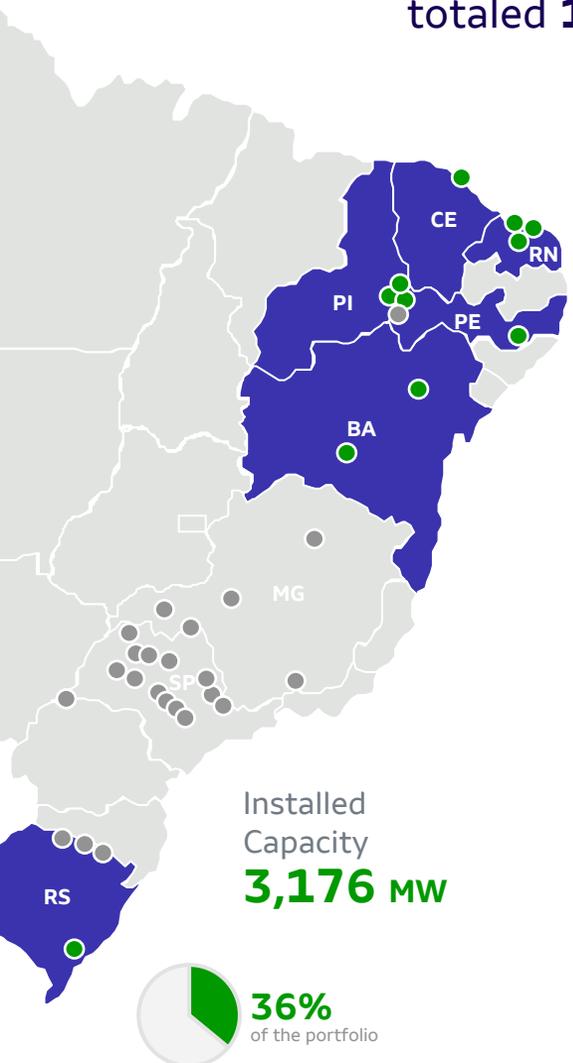


- Availability of 99% vs. 98% in 2Q24
- Production at 69% of P90
- Potential production at 91% of P50

1 – Considers the energy production of wind and solar assets added to the restriction on generation due to External Unavailability Ratio (REL), subject to compensation; 2 – Lower certifications in 2024, due to the ramp-up of Tucano, Cajuína, and Sol do Jaíba; 3 – Considers the sum of the total volume of energy generated and the total volume of curtailment in the wind portfolio; 4 – Average availability weighted by the installed capacity of each plant.

...: Operational Performance – Wind Assets

Even before reaching the 95%⁴ availability target and with an 8% curtailment impact, wind power generation totaled **1,279 MWavg** in the quarter, equivalent to **102% of the P90 generation expectation**



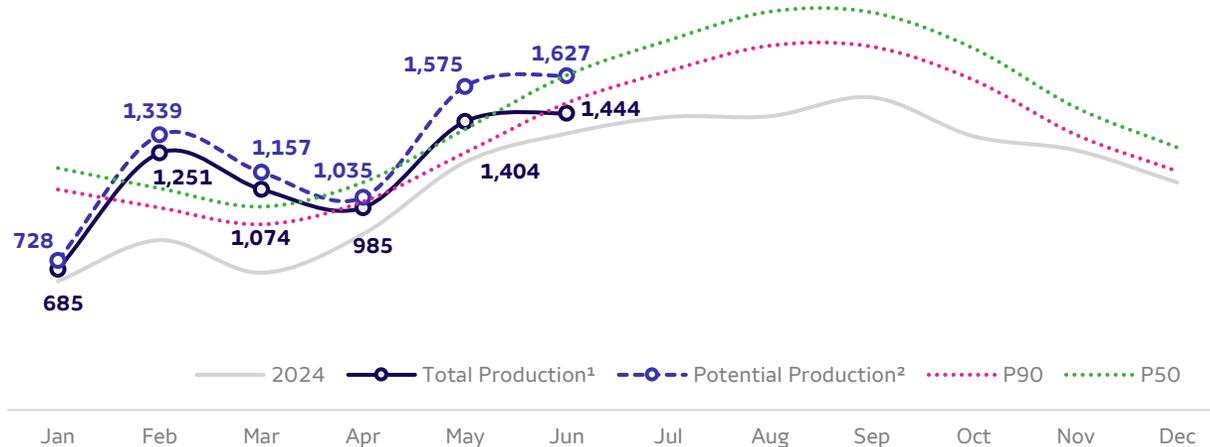
PRODUCTION¹ VS CERTIFICATION

102%	of P90 in 2Q25	101%	of P90 in 1H25
93%	of P50 in 2Q25	93%	of P50 in 1H25

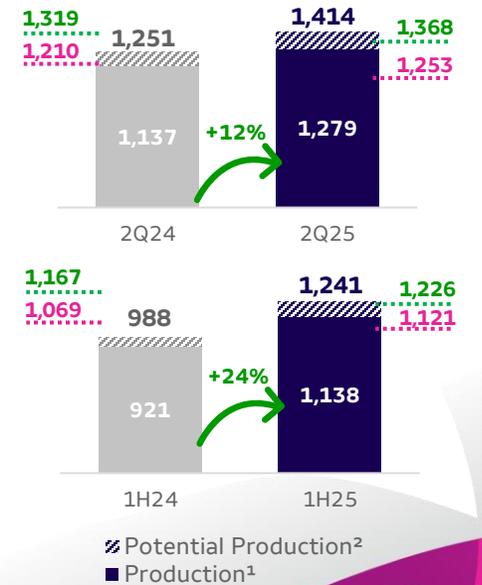
POTENTIAL PRODUCTION²

113%	of P90 in 2Q25	111%	of P90 in 1H25
103%	of P50 in 2Q25	101%	of P50 in 1H25

Production¹, Potential Production² and Certification (MW avg)



Production¹ vs. Certification³

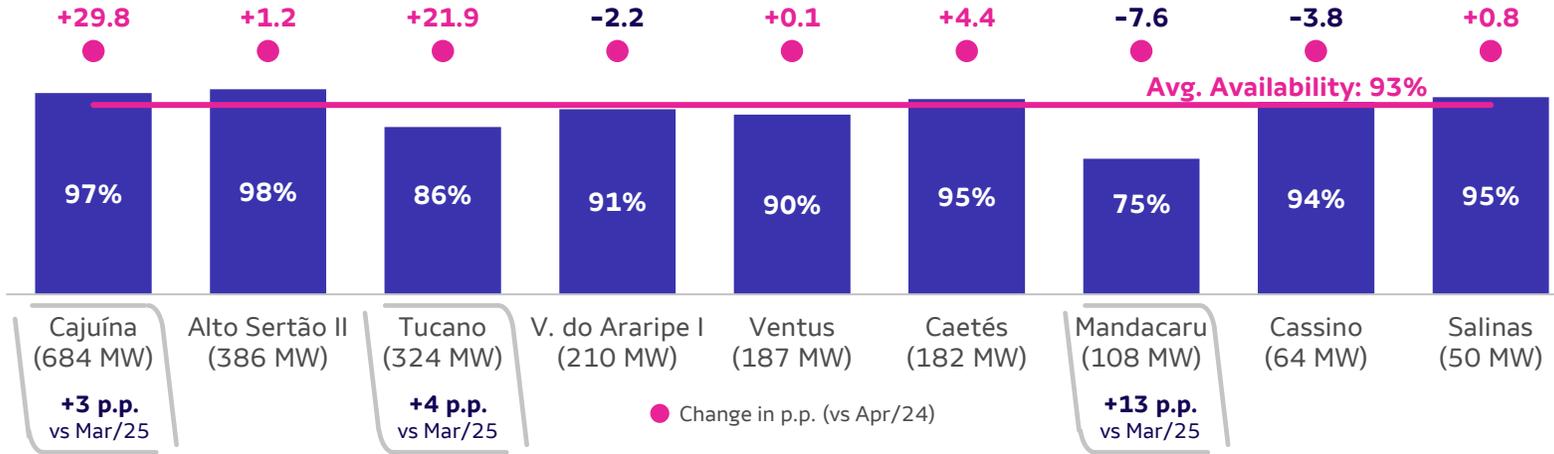


1 – Considers the energy production of wind and solar assets added to the restriction on generation due to External Unavailability Ratio (REL), subject to compensation; 2 – Lower certifications in 2024, due to the ramp-up of Tucano, Cajuína, and Sol do Jaíba; 3 – Considers the sum of the total volume of energy generated and the total volume of curtailment in the wind portfolio; 4 – Average availability weighted by the installed capacity of each plant.

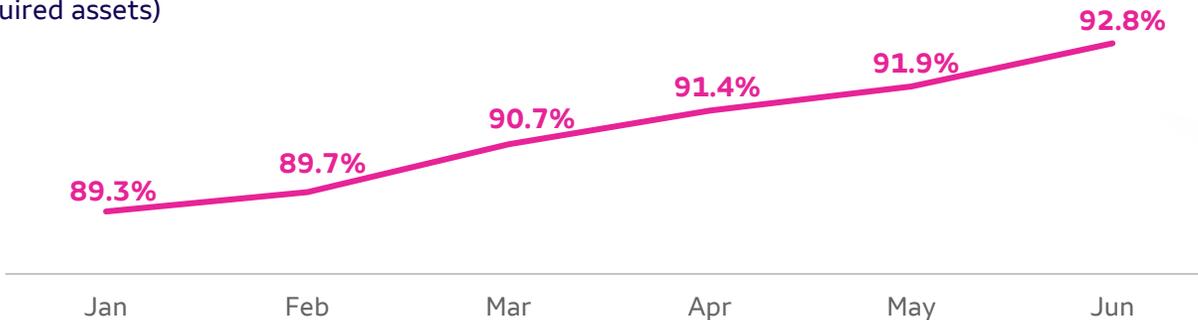
...: Evolution of the Acquired Assets Availability

Availability is on track to hit the **95% target by December**, a full year ahead of the timeline set during due diligence

Availability in Jun/25



Monthly Evolution of Average Availability in 2025 (acquired assets)



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

Highlights

Cajuína

Active management of availability and performance, implementation of **routine monitoring** of the FSA contract to ensure **adherence to the power curve**, and the go-live of **performance management tool**.

Tucano

Completion of repairs on large components, such as the **replacement of gearbox high-speed shafts (HSS)** and **blade inspections**.

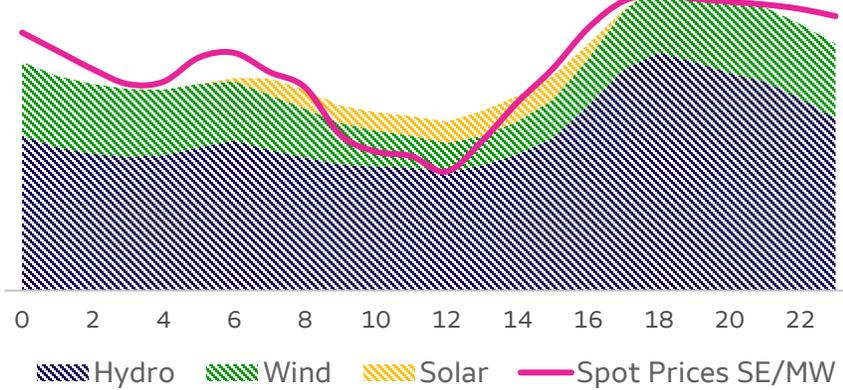
Mandacaru

Repairs related to **blade root clearance**, with **machines returning** in April and completion expected by September.

...: The Benefits of an Optimal Portfolio

Our **generation portfolio** includes sources with **complementary annual and hourly generation profiles, mitigating attribute risk** and creating a **resilient portfolio**

2Q25 Average Daily Profile | Auren

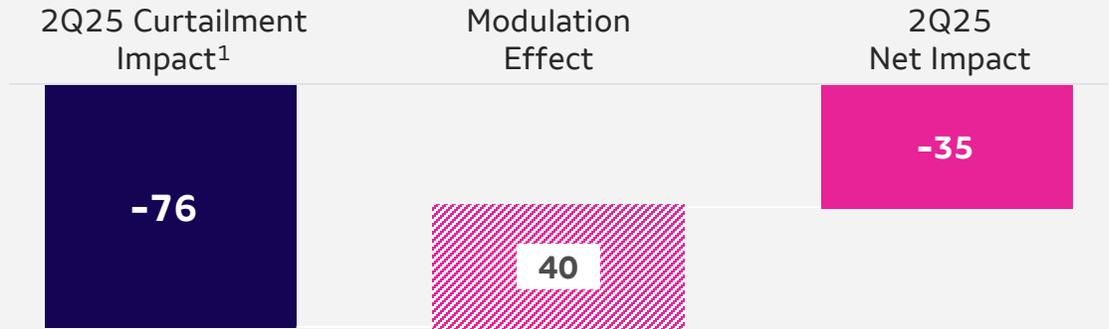


Modulation Gains

+R\$ 40 MM in 2Q25

+R\$ 58 MM in 1H25

Modulation and Curtailment Effects (R\$ million)



1 – Considers the energy production of wind and solar assets added to the restriction on generation due to External Unavailability Ratio (REL), subject to compensation.

Agenda

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

...: Energy Balance – Integrated Portfolio Management

The long position of the consolidated portfolio increased by 50 MWavg from 2027 to 2029. **The main movements in the quarter were:**

- Addition of **Cajuína 3 from 2027 on**, adding 63 MWavg in portfolio's resources;
- Sales of approximately **34 MWavg for the years of 2027 to 2029**, with the average sales price of R\$ 177/MWh.

Consolidated Portfolio
Contracting Level

94%

95%

86%

82%

66%

60%

Consolidated Generation
Portfolio Contracting Level

90%

88%

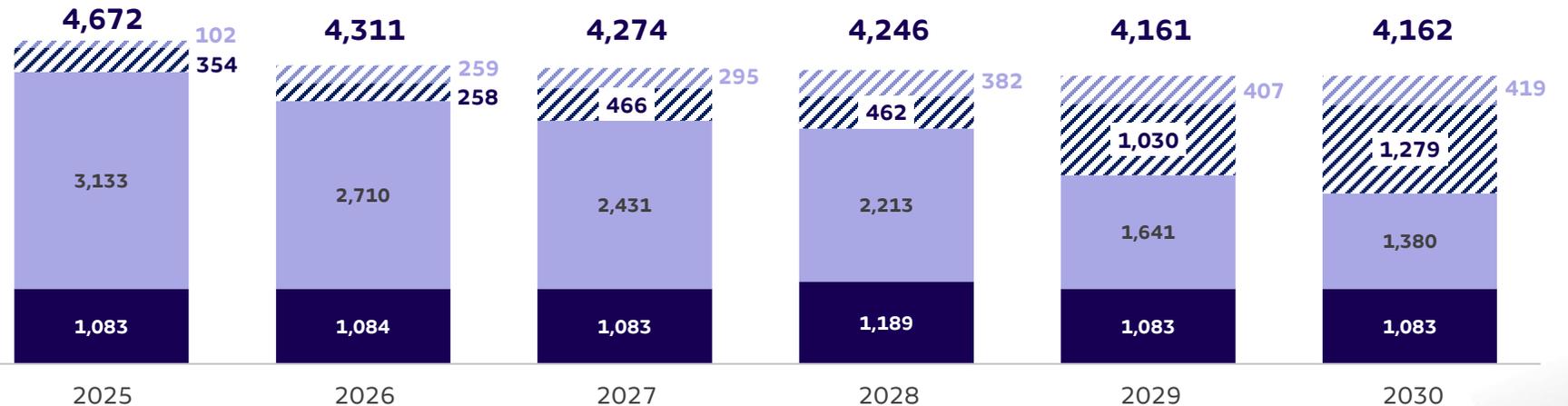
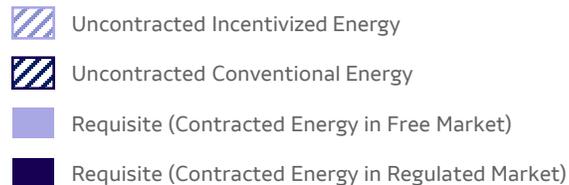
82%

80%

65%

59%

Generation Energy
Balance¹ (MWavg)



Average Sales Price²
Generation (R\$/MWh)

193

190

200

201

210

217

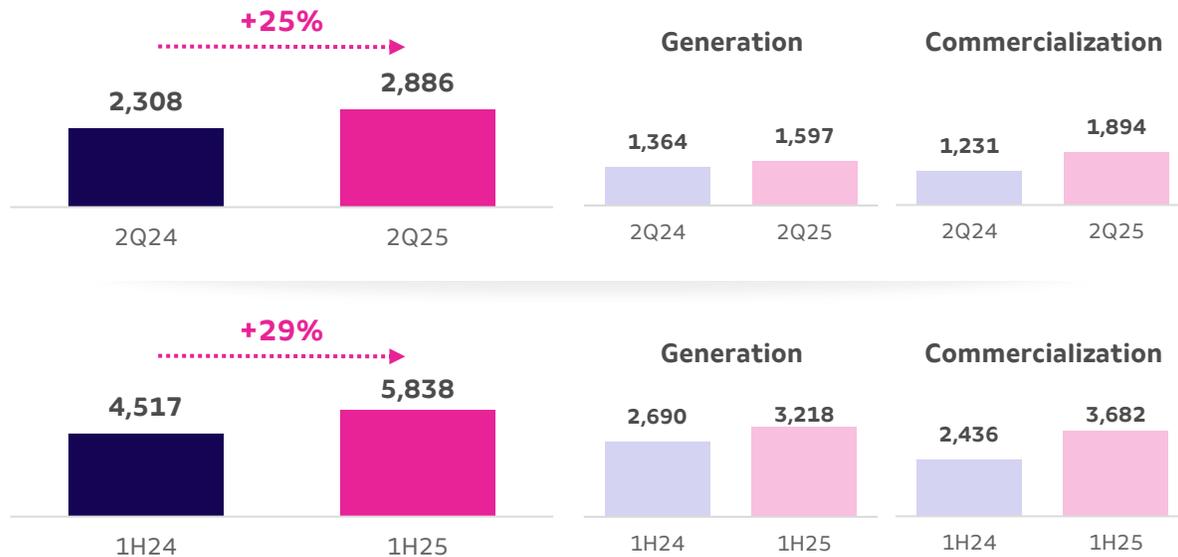
Agenda

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

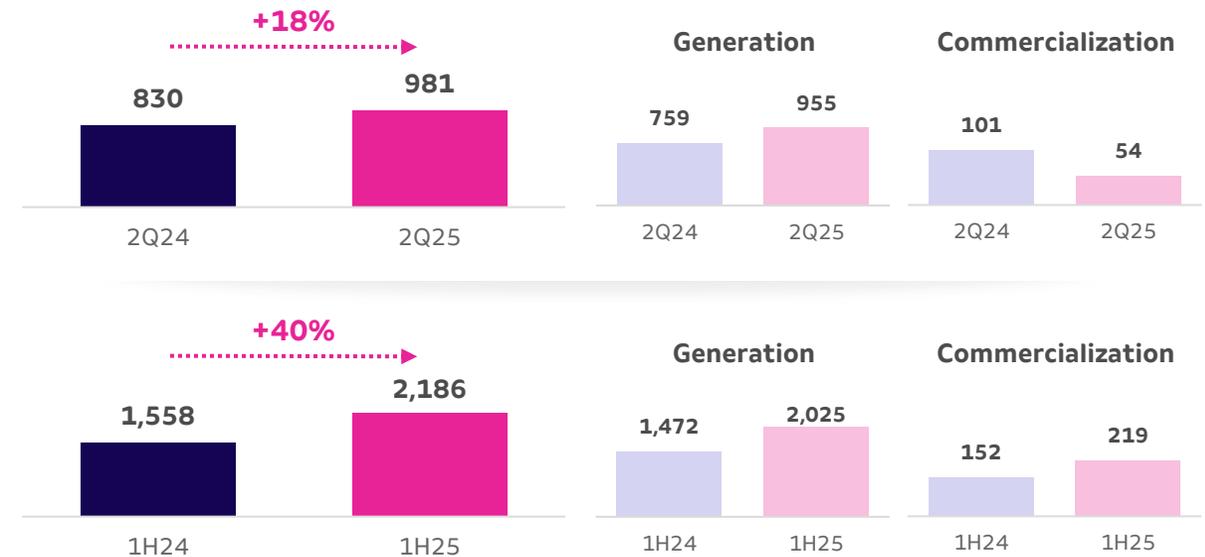
...: Financial Performance – Revenue and EBITDA

Following the acquisition of AES Brasil in Oct/24, the 2024 figures are presented on an **unaudited pro forma basis**, reflecting the combined operations of both companies for comparative purposes

Net Revenue (R\$ million)



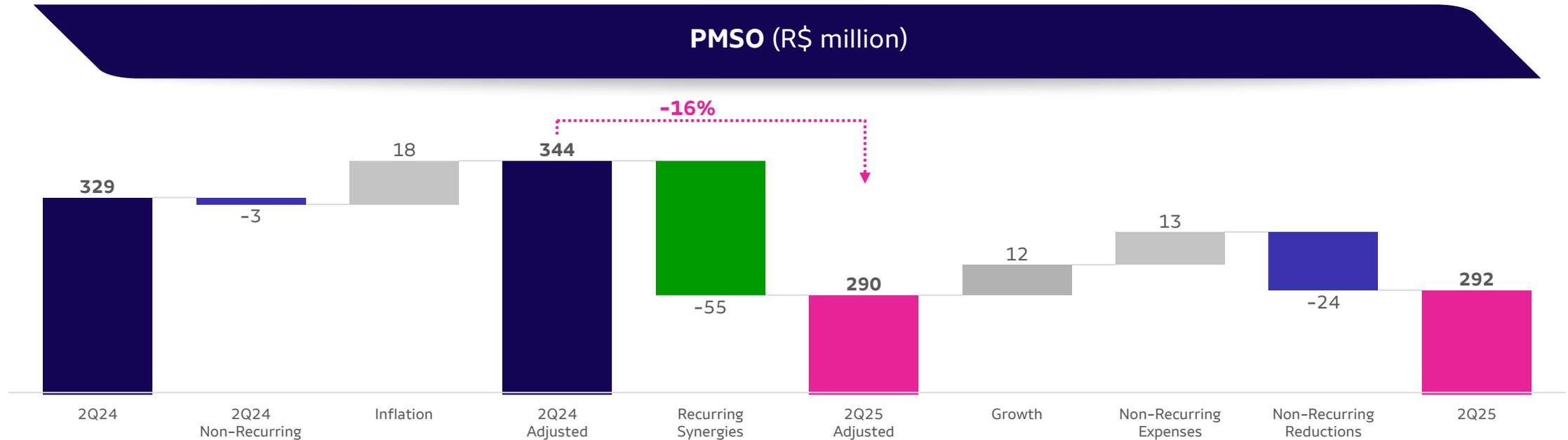
Adjusted EBITDA (R\$ million)



- **Production:** increase in revenue and EBITDA mainly due to (i) the phased start-up of **Jaíba**, **Tucano**, and **Cajuína** throughout 2024; (ii) **price increase** associated with the self-production contracts and monetary correction; (iii) **improved availability**; and (iv) **gains from hourly modulation**.
- **Commercialization:** revenue growth due to **higher energy sales volume**, offset by **higher spot prices in short-term purchase contracts**, affecting the segment's EBITDA performance.
- **PMSO Reduction:** **reduction of R\$ 55 million** in the quarter with the capture of recurring synergies.
- **Dividends from Minority Interests:** **R\$ 95 million**, of which R\$ 76 million came from hydroelectric interests and R\$ 19 million from Tucano¹.

...: Financial Performance – PMSO Synergies

R\$ 55 million in synergies were captured in 2Q25, in line with the **R\$ 250 million in annual synergies** disclosed in the 4Q24 results announcement – more than twice the amount announced at the time of the business combination



Recurring Synergies:

- **Personnel Expenses:** synergy achieved with the integration process between Auren and AES Brasil – does not yet reflect 100% of the reduction potential due to the demobilization schedule;
- **Expenses with Materials, Services, and Others:** scope optimization initiatives, capturing relevant gains in technology, insurance renegotiations, consulting services optimization, and the renegotiation and optimization of O&M contracts.

Growth: variation related to the start of operations at Jaíba, Tucano, and Cajuína, in addition to the Esfera operation.

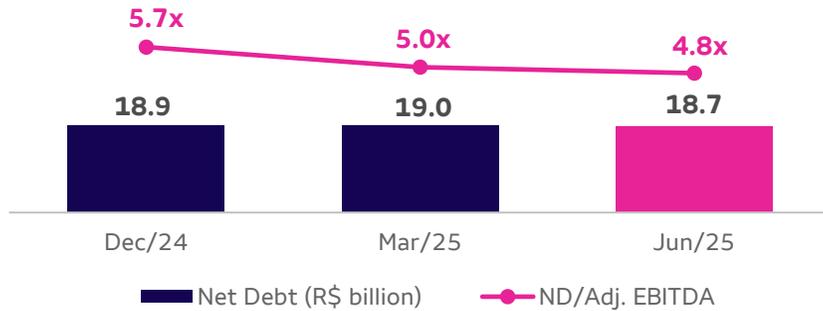
Non-Recurring Expenses: expenses related to integration, including integration office (consulting, audits, fees) and personnel demobilization.

Non-Recurring Reductions: contractual reimbursement related to O&M and timing mismatch of expenses between quarters.

...: Financial Performance – Efficient Capital Structure Management

With the **growth in adjusted EBITDA** over the last 12 months, Auren reported a **0.9x reduction in leverage** compared to December 2024, reinforcing **its commitment to deleveraging**

Leverage Evolution



Conclusion of the Liability Management Plan (in 3Q25)

Emissions (R\$ billion)

- 2.1** 14th Issuance CESP
CDI+0.62%; 7 years
- 1.2** 3rd Issuance Auren Part
NTNB 35-0.41%¹; 12 years
- 0.2** BNDES – *Fundo Clima*
IPCA+3%; 24 years

Pre-Payments (R\$ billion)

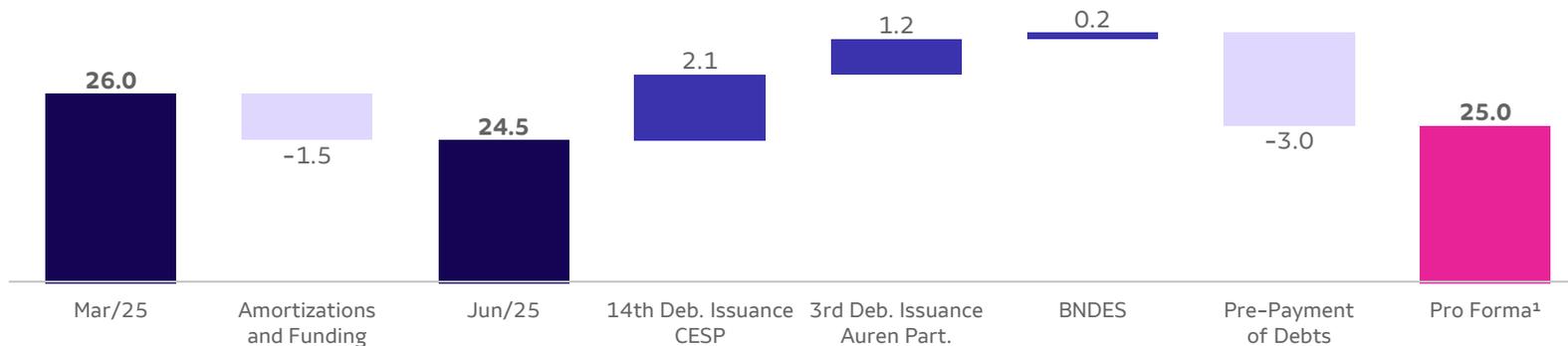
- 2.2** *Acquisition Finance* (remaining)
CDI+1.1%; 1.2%; 1.5%; 2.0%
- 0.8** 10th Issuance Auren Ops
CDI+1.5%

AAA
Auren Energia and
Subsidiaries

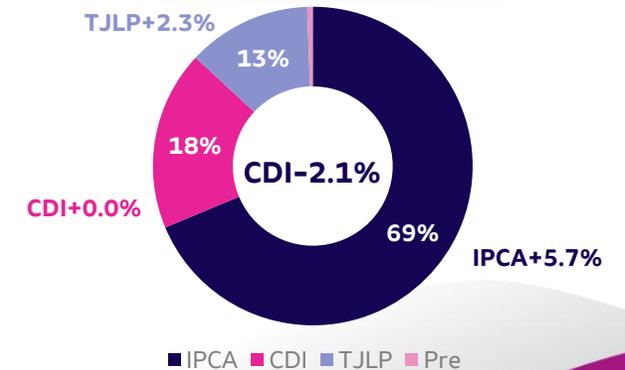
FitchRatings

MOODY'S
RATINGS

Pro Forma¹ Gross Debt Movement and Profile (R\$ billion)



Pro Forma¹ Net Debt Profile



¹ – Pro forma considers the outlook for June 30, 2025, adjusted for the prepayment of R\$ 2.2 billion from the 4th Debenture Issue (acquisition finance) of Auren Energia, and for the prepayment of R\$ 0.8 billion from the 10th Debenture Issue of Auren Operações, by the 14th Debenture Issue of CESP of R\$ 2.1 billion and by the 3rd Debenture Issue of Auren Participações of R\$ 1.2 billion.

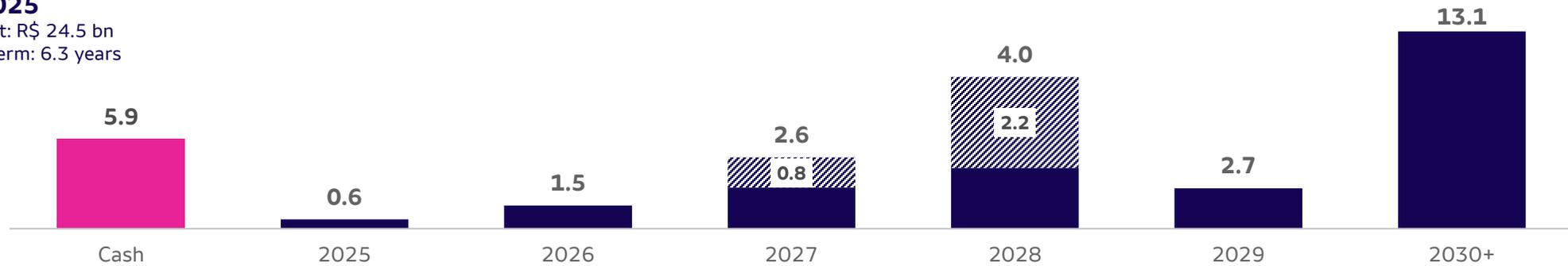
...: Financial Performance – Efficient Capital Structure Management

With the completion of the **Liability Management**, the Company consolidates an **extended and stable amortization schedule** for the coming years, **with no significant maturities**, and a cash position capable of covering the next 4 years

Gross Debt Principal Amortization Schedule (R\$ million)

June 2025

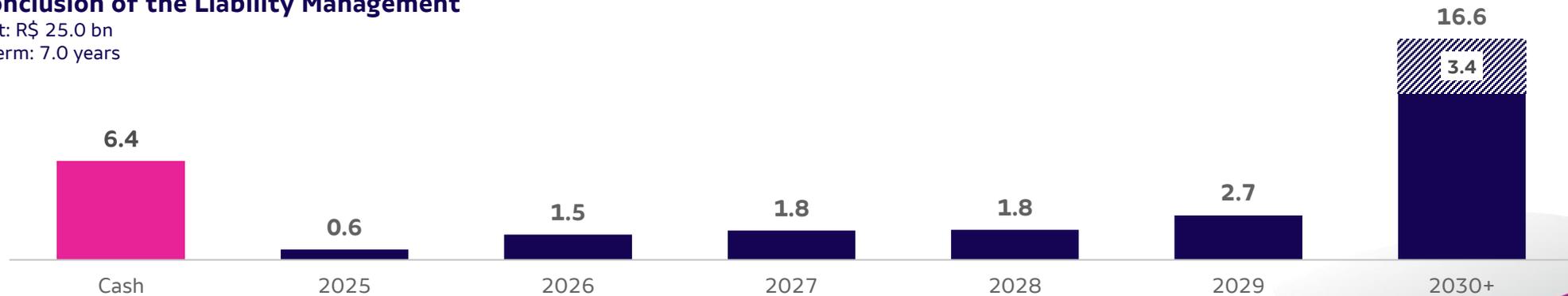
Gross Debt: R\$ 24.5 bn
Average Term: 6.3 years



▨ Acquisition Finance and Auren Operações 10th Deb. Issuance

Post Conclusion of the Liability Management

Gross Debt: R\$ 25.0 bn
Average Term: 7.0 years



▨ Issuances Announced in July

...: Immunization – VIVEST

Immunization of the CESP retirement plan, leveraging the high-interest rate environment to optimize investments and better align assets with the plan's future liabilities

Immunization Process Structure

Step 1

Exchange of fund assets for IPCA-indexed government bonds, aligning the profitability and maturities of the assets with future liabilities.



Step 2

Approval of the new actuarial rate – in progress, expected to be completed by 2025.



Key Benefits of the Strategy

- **Reduction of the actuarial deficit**, decreasing the need for annual contributions from the sponsor;
- **Lower volatility of results**, reducing the impact of market fluctuations;
- **Mitigation of reinvestment risk**, with long-term securities aligned with liabilities;
- **Greater actuarial balance**, ensuring greater security and predictability for the plan.

Sensitivity

Estimated Scenarios ¹ (12/31/2025)	Estimated Actuarial Deficit (R\$ million)	Reduction vs. the Current Scenario		Annual Disbursement (R\$ million)	Reduction vs. the Current Scenario	
		(R\$ million)	%		(R\$ million)	%
Current	1,700			168		
Actuarial Rate @ 6.28%	1,007	-693	-41%	132	-36	-21%
Actuarial Rate @ 5.66%	1,125	-575	-34%	143	-25	-15%

¹ – Scenarios based on the actuarial rate estimated in the immunization study to be submitted for approval by Previc (6.28%), and the second limited to the ceiling of the actuarial rate already approved and disclosed by the entity (5.66%).

Agenda

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

...: Key Takeaways

Final Stage of the Integration Process: completion expected by the end of 2025. Combination of the Shared Services Center and the go-live of the unified SAP in August, representing the last major milestones of the integration process.

Wind Assets on Track to Reach 95% Availability: the availability of the incorporated wind assets continues a consistent recovery trajectory, in line with the recovery plan, with the prospect of reaching 95% in December, one full year ahead of the timeline announced by the time of acquisition.

Total of R\$ 154 Million in Synergies Captured since Nov/24: value captured from synergies resulting from the integration process with AES Brasil in PMSO fronts, in line with the R\$ 250 million in annual synergies announced.

Record Results: Auren presents first half results combined with record EBITDA of R\$ 2.2 billion.

Deleveraging Trend: 0.9x reduction in leverage (Net Debt/EBITDA) since December 2024, reaching 4.8x in 2Q25 due to strong EBITDA growth in the period.

Changes in Management: After major achievements and deliveries at Auren, Mario Bertocini will take on a new challenge in his career at the Votorantim Group. The Board of Directors has elected João Guillaumon as the new Customers and Commercialization Vice President. The areas of Strategy, Innovation, and Value Realization, previously under his leadership, will now be led by Joaquim Spinola, who also heads M&A and New Business.



auren

Investor Relations



ri.aurenenergia.com.br



ri@aurenenergia.com.br