



2T
26

Release de Resultados

AGOSTO
2026

SUMÁRIO

Destaques 4

Carta da Administração 6

Mercado de Energia 8

Desempenho Operacional 11

 Hidrelétrica..... 11

 Eólica..... 12

 Solar 13

 Impacto do *Curtailment* e Ganhos de Modulação 15

Balanco Energético 16

 Balanco Energético Consolidado 16

 Balanco Energético do Segmento de Geração..... 16

 Balanco Energético do Segmento de Comercialização..... 18

 Balanco Energético das Participações Minoritárias 19

 Desempenho Financeiro Consolidado 20

 Desempenho Financeiro do Segmento de Geração 27

 Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização 28

 Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias 29

Outras Informações Relevantes 30

 Portaria nº 140/2026 sobre o Termo de Compromisso para o *Curtailment* 30

 Reorganização Societária..... 30

 Contencioso Passivo..... 31

Visão Geral do Trimestre 33

Teleconferência

06 de agosto de 2026

(em português com tradução simultânea para o inglês)

10:00h (Brasília) | **09:00h** (Nova Iorque) | **14:00h** (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*

Apresentação de Resultados disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

- **Mateus Ferreira** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

ri@aurenenergia.com.br

ri.auren@aurenenergia.com.br

Em 30 de junho de 2026:

AURE3:
R\$ 11,60

Valor de Mercado:
R\$ 12,2 bilhões

Destaques

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

Resiliência do portfólio: no 2T26, a Companhia obteve **ganhos de modulação de R\$ 70,5 milhões, mitigando parcialmente o efeito do curtailment** de R\$ 97,8 milhões. O ganho total de modulação foi **75% superior** ao observado no 2T25 (R\$ 40,4 milhões). Esse resultado é reflexo do perfil horário de geração da Companhia, da maior volatilidade dos preços e do PLD médio mais elevado no trimestre. No 6M26, o efeito líquido do portfólio é de R\$ 16,3 milhões negativos, resultado de um impacto de curtailment de R\$ 184,0 milhões parcialmente compensado pelo efeito positivo de modulação de R\$ 167,7 milhões.

Disciplina na gestão financeira: a **dívida líquida reduziu R\$ 194,2 milhões** no trimestre, enquanto a alavancagem subiu marginalmente para 5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, devido à queda do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM). A trajetória de **desalavancagem segue em linha com o planejado**, com estabilização em 2026 e queda a partir de 2027.

EBITDA Ajustado: a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26**, redução de 12,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo do **menor resultado da comercializadora** aliado ao **recurso eólico mais baixo** e **curtailment mais elevado** em comparação ao mesmo período de 2025.

Avanço na reorganização societária: a Auren **concluiu a primeira etapa da Reorganização Societária (Fase 1)**, no dia 31 de maio de 2026, com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. A última etapa, que corresponde à incorporação da Auren Operações pela CESP (Fase 2) foi aprovada pela Companhia, no dia 24 de junho de 2026, e permanece condicionada à implementação de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias.

Construção de Cajuína 3: a implantação de Cajuína 3, com capacidade instalada de 112,1 MW, continua evoluindo **conforme o cronograma e orçamento previstos**, com aproximadamente 88% do projeto concluído. As atividades de comissionamento estão em fase final, com início da operação em teste dos primeiros 6 aerogeradores até a data desta divulgação. Os testes e validações regulatórias seguirão ao longo dos próximos meses, em preparação para a **operação comercial completa, estimada para dezembro**. Durante o período de testes, a energia gerada é liquidada a PLD.

Compensação do curtailment: em 21 de julho de 2026, o MME publicou a Portaria Normativa nº 140, regulamentando os **procedimentos para compensação financeira** de geradores eólicos e solares afetados por cortes de geração por razão de confiabilidade elétrica ou indisponibilidade externa no período de setembro de 2023 a novembro de 2025. O normativo define as etapas para operacionalização da compensação, incluindo **manifestação de interesse dos agentes, apuração e classificação dos cortes e definição dos valores**. A Companhia estima uma compensação de cerca de **R\$ 300 milhões** e está avaliando a viabilidade de manifestação de interesse para participação no mecanismo até o dia 10 de agosto de 2026, conforme previsto na Portaria.

Selo Pró-Ética: em 1º de julho de 2026, a Auren Energia recebeu o Selo Pró-Ética, **reconhecimento da Controladoria-Geral da União (CGU)** concedido a empresas que se destacam pela adoção de programas efetivos de integridade e prevenção à corrupção. Obtida na primeira participação da Companhia no processo de avaliação, a certificação **reforça o compromisso da Auren com elevados padrões de ética, governança e transparência**, fortalecendo sua agenda ESG e a geração de valor sustentável para seus *stakeholders*.

Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

Destaques Operacionais Geração (MW médios)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Hidro	1.943,3	1.784,4	8,9%	2.002,4	2.178,4	-8,1%
Eólica ¹	1.152,5	1.279,2	-9,9%	994,8	1.137,8	-12,6%
Solar ¹	154,6	144,3	7,2%	170,7	174,6	-2,2%
Total Próprios	3.250,5	3.207,9	1,3%	3.167,9	3.490,8	-9,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ²	262,8	223,4	17,6%	203,5	191,4	6,3%
Total Próprios e Participações	3.513,3	3.431,3	2,4%	3.371,4	3.682,3	-8,4%

Destaques Operacionais Disponibilidade Média	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Eólica	92,8%	93,5%	-0,7 p.p.	93,4%	92,8%	0,6 p.p.
Solar	98,6%	98,6%	n.a.	98,5%	97,2%	1,3 p.p.

Destaques Financeiros (R\$ milhões)	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Líquida	3.055,5	2.885,5	5,9%	6.130,0	5.837,8	5,0%
Geração	1.765,7	1.596,8	10,6%	3.468,9	3.217,8	7,8%
Hidrelétrica	1.001,9	1.025,7	-2,3%	2.028,4	2.015,0	0,7%
Eólica	697,7	638,6	9,3%	1.284,2	1.236,8	3,8%
Solar	101,6	107,3	-5,3%	235,0	237,9	-1,2%
Eliminações da Geração	(35,5)	(174,8)	-79,7%	(78,7)	(272,0)	-71,1%
Comercialização	1.999,5	1.894,2	5,6%	4.024,6	3.682,0	9,3%
Eliminações	(709,7)	(605,4)	17,2%	(1.363,4)	(1.061,9)	28,4%
EBITDA Ajustado³	858,9	980,6	-12,4%	1.784,8	2.185,9	-18,4%
Geração	902,1	946,4	-4,7%	1.879,5	2.003,1	-6,2%
Hidrelétrica	452,1	461,7	-2,1%	1.067,7	1.038,6	2,8%
Eólica	387,4	432,9	-10,5%	694,9	827,3	-16,0%
Solar	62,5	51,9	20,5%	116,9	137,2	-14,8%
Comercialização	(17,2)	53,0	n.a.	(41,0)	214,7	n.a.
Holding e Pipeline	(25,9)	(18,8)	38,0%	(53,7)	(31,9)	68,5%
Margem EBITDA Ajustada	28,1%	34,0%	-5,9 p.p.	29,1%	37,4%	-8,3 p.p.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%
Dívida Líquida	18.907,5	18.748,2	0,8%	18.907,5	18.748,2	0,8%
Alavancagem	5,3x	4,8x	0,5x	5,3x	4,8x	0,5x

Importante: Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T26 e 6M26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

¹ Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida dado o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 100% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

² A geração dos ativos com participação minoritária foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

³ Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

Carta da Administração

O segundo trimestre de 2026 trouxe uma mudança importante na dinâmica de preços de curto prazo do mercado de energia. Após um início de ano caracterizado por preços elevados, a melhora das condições hidrológicas, aliada à carga abaixo do esperado e à incorporação do LRCAP ao modelo de formação de preços, resultou em uma redução significativa do preço de energia de curto prazo ao longo do trimestre. No submercado Sudeste, o PLD médio recuou de R\$ 308/MWh no 1T26 para R\$ 207/MWh no 2T26.

Esse movimento ocorreu em linha com a visão que vínhamos compartilhando com investidores e analistas desde o início do ano, de que a curva de preços negociada no mercado de energia incorporava um prêmio relevante frente aos cenários avaliados pela Companhia em seus modelos de simulação. Nesse contexto, a evolução dos preços observada ao longo do trimestre confirmou a nossa expectativa e contribuiu positivamente para o desempenho da Auren, considerando a nossa posição *short* para este trimestre.

A tendência de redução dos preços estendeu-se também ao terceiro trimestre com registros sucessivos de queda relevante em relação aos níveis observados no início do ano. Para o quarto trimestre, embora tenha ocorrido recuo nos preços, a curva de preços de mercado ainda incorpora um prêmio significativo, refletindo, principalmente, as incertezas associadas aos possíveis impactos do El Niño sobre as temperaturas e, consequentemente, sobre a carga do sistema, além da baixa liquidez do mercado e incertezas em relação ao início do próximo período úmido. Conforme divulgado em nosso balanço de energia, a Auren não tem exposição *short* relevante em 2027, mesmo considerando os efeitos do GSF e do *curtailment*.

No âmbito operacional, seguimos demonstrando a resiliência de nosso portfólio diante dos desafios enfrentados pelas fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os ganhos de modulação totalizaram R\$ 70,5 milhões no trimestre, crescimento de 75% em relação ao mesmo período do ano anterior, compensando parcela relevante do impacto do *curtailment*, que totalizou R\$ 97,8 milhões no período. O resultado reflete a combinação entre o perfil horário de geração da Companhia, maior volatilidade dos preços e níveis de PLD ainda elevados ao longo do trimestre. No acumulado do ano, o efeito líquido negativo sobre o portfólio é de R\$ 16,3 milhões, com um impacto do *curtailment* de R\$ 184,0 milhões parcialmente compensado pelo efeito positivo de modulação de R\$ 167,7 milhões.

Por outro lado, observamos uma elevação no montante de energia associado aos cortes de geração em relação ao mesmo período do ano passado. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN alcançou 15,7% da geração potencial no trimestre, acima dos níveis registrados no segundo trimestre de 2025 e em linha com os patamares elevados observados desde o início desse ano. Para a fonte solar, as restrições permaneceram ainda mais severas, atingindo 25,8% no trimestre, superando a restrição registrada no 2T25 e ficando quase 10 p.p. acima do registrado no primeiro trimestre de 2026.

Do ponto de vista operacional, o trimestre foi marcado por dinâmicas distintas entre as diferentes fontes do portfólio. A melhora gradual das condições hidrológicas contribuiu para uma geração hidrelétrica superior à observada no mesmo período do ano anterior, com o GSF do sistema atingindo 99% no trimestre. Além disso, os ativos eólicos foram impactados por um recurso inferior ao esperado pela certificação dos ativos, o que, somado aos níveis de *curtailment* registrados, resultou em geração equivalente a 92% do P90. Ainda assim, a diversificação entre fontes e a nossa flexibilidade comercial permitiram mitigar parte dos desafios operacionais enfrentados pelas fontes renováveis ao longo do período.

Apesar da resiliência operacional, os impactos do menor recurso eólico e do menor resultado da Comercializadora impactaram negativamente o resultado do trimestre. Nesse contexto, registramos EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26, redução de 12,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. A dívida líquida reduziu R\$ 194,2 milhões no trimestre, enquanto a alavancagem encerrou o 2T26 em 5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, ligeiramente acima do trimestre anterior em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses. A trajetória de desalavancagem segue em linha com o planejado, com estabilização em 2026 e queda a partir de 2027.

Neste trimestre, o Capex totalizou R\$ 139,4 milhões, impulsionado pela construção de Cajuína 3 (R\$ 69,5 milhões) e pela modernização de hidrelétricas, além do Capex recorrente de manutenção. Por outro lado, não houve desembolso referente aos ressarcimentos dos contratos regulados, dada a discussão regulatória em andamento sobre os mecanismos de compensação associados ao *curtailment*.

Na frente de crescimento, o projeto Cajuína 3 (112,1 MW) segue evoluindo de acordo com o cronograma e o orçamento previstos, com aproximadamente 88% do projeto concluído. As atividades de comissionamento estão em fase final, com parte dos aerogeradores em operação, na fase de testes, na data de divulgação deste documento, com a energia gerada nesse período sendo liquidada a PLD. Os testes e validações regulatórias seguirão ao longo dos próximos meses, em preparação para a entrada em operação comercial completa, estimada para dezembro. Cajuína 3 representa mais um passo importante em nossa estratégia de expansão do portfólio renovável.

Também seguimos atentos a oportunidades seletivas de crescimento que apresentem retornos compatíveis com nossa disciplina de alocação de capital. Nesse contexto, acompanhamos de perto o desenvolvimento do leilão de baterias, marcado para dezembro de 2026. A fase de cadastramento de projetos foi concluída em julho, enquanto a divulgação das margens de escoamento dos projetos está prevista para setembro.

Na frente regulatória, temos atuado de forma ativa nas discussões sobre o *curtailment* junto ao governo, à ANEEL e demais entidades do setor. Nosso foco permanece na regulamentação das compensações já aprovadas em lei, que mitigariam os

efeitos negativos do *curtailment* e criariam um ambiente mais favorável para a expansão da oferta de energia renovável no Brasil. Em 21 de julho, o MME publicou Portaria contendo o Termo de Compromisso para compensação financeira de geradores afetados pelos cortes entre setembro de 2023 e novembro de 2025. Como parte do processo, nos próximos dias, os agentes interessados deverão registrar manifestação de interesse à assinatura do Termo, etapa que será seguida pelos procedimentos de apuração, validação e formalização dos valores de compensação – tais etapas devem se estender até o próximo ano. Nesse cenário, seguimos avaliando os impactos da regulamentação e conduzindo os ritos internos de análise e aprovação necessários para eventual adesão ao Termo. Vemos a portaria como um avanço importante, mas a definição da regra de compensação do *curtailment* a partir de dezembro de 2025 ainda segue incerta, dependendo de regulamentação da ANEEL. Embora a publicação da Portaria represente um avanço relevante no tratamento dos impactos já observados, seguimos defendendo a construção de uma solução regulatória estrutural e definitiva para o *curtailment*, capaz de restabelecer a previsibilidade e a estabilidade de um segmento que é fundamental para a expansão da oferta e sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Também evoluímos em uma importante frente estratégica com a conclusão da primeira etapa da reorganização societária, que consistiu na incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. Também avançamos na segunda etapa do processo (incorporação da Auren Operações pela CESP), já aprovada pela Companhia e atualmente sujeita ao cumprimento de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias. Essa iniciativa reforça nosso compromisso com a consolidação de uma estrutura societária mais simples e eficiente, concentrando os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP), reduzindo o número de subsidiárias de capital aberto e ampliando a eficiência na gestão de caixa e endividamento.

Apesar dos desafios conjunturais enfrentados pelo setor, seguimos avançando de forma consistente em nossas prioridades estratégicas. Acreditamos que as iniciativas implementadas ao longo do semestre fortalecem a Auren para capturar oportunidades de crescimento, ampliar sua eficiência operacional e continuar gerando valor sustentável para seus acionistas e demais *stakeholders*.

Fabio Zanfelize
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

Após um período úmido com Energia Natural Afluente (ENA) consideravelmente abaixo da Média de Longo Termo (MLT) na maior parte do país (a ENA de outubro/2025 a janeiro/2026 ficou em apenas 67% da MLT, a 3ª pior do histórico), em fevereiro houve a reversão deste cenário levando a recuperação consistente dos reservatórios dos subsistemas Sudeste-Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N) permanecendo apenas o subsistema Sul (S) com níveis baixos de armazenamento. No entanto, a partir de maio, com o início do período úmido no sul do país, foram observadas chuvas abundantes na maioria das bacias daquela região, resultando em uma ENA de 112% da MLT, contribuindo para uma recuperação significativa dos reservatórios do subsistema. Ao longo do mês de maio, houve aumento de 30 p.p. nos níveis dos reservatórios do subsistema Sul, após terem atingido, em abril, o volume mínimo operativo de 30%. No submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), a ENA média alcançou 87% no 2T26, com destaque para o mês de junho, que registrou ENA de 94% da MLT. Essas condições permitiram a manutenção de níveis confortáveis de armazenamento no SIN.

A combinação do posicionamento mais favorável de correntes de vento na atmosfera com o aquecimento gradual do Oceano Pacífico contribuiu para concentrar a precipitação no Sul e SE/CO no decorrer do 2T26, enquanto as regiões Nordeste e Norte enfrentaram condições mais secas do que o normal para a época.

A ENA do Sistema Interligado Nacional (SIN) no 2T26 ficou 4 p.p. acima do mesmo período do ano anterior, com um desempenho de 82% da MLT, frente aos 78% da MLT verificados no 2T25. Em relação ao trimestre anterior (79% da MLT no 1T26), houve um aumento de 3 p.p.

Energia Natural Afluente (ENA) Mensal Bruta no SIN (GW médios)

ENA Bruta/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	78%	82%
2026	63%	82%	90%	82%	84%	81%	-	-	-	-	-	-	82%	80%

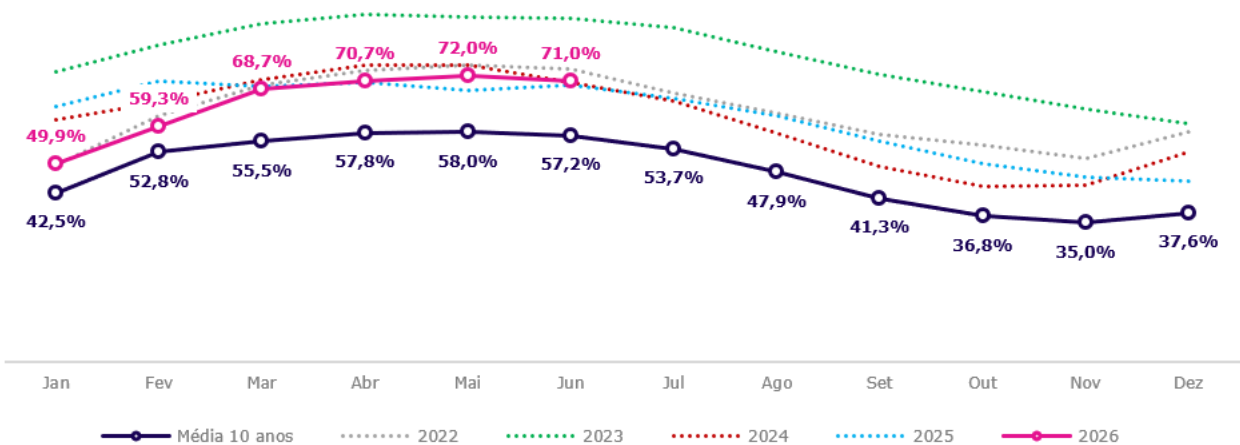
Fonte: ONS

As temperaturas no Sudeste/Centro-Oeste ficaram, pelo quinto trimestre consecutivo, abaixo da média climatológica, com destaque para o mês de junho, quando os desvios foram mais expressivos. Na comparação em relação ao ano anterior, não houve contraste térmico relevante, visto que o 2T25 também apresentou temperaturas inferiores à média.

Apesar da demanda do SIN ter crescido 3,2% na comparação com o 2T25, o comportamento das temperaturas continuou impactando o consumo de energia no sistema. Como resultado, a carga global registrada atingiu 81,8 GW médios no 2T26, cerca de 2% inferior ao projetado pelo ONS (PLAN 2026-30¹).

Dada a melhora da condição hidrológica do Sul, a ocorrência de chuvas fora de época no Sudeste e a carga reduzida devido às temperaturas mais baixas, a trajetória dos reservatórios foi de estabilidade no 2T26, permanecendo na maior parte do tempo entre 70% e 72% da capacidade máxima ao longo do trimestre. Como resultado, o 2T26 encerrou com 71% de armazenamento, 14 p.p. acima da média dos últimos dez anos e 1 p.p. acima do observado ao fim do 2T25.

Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

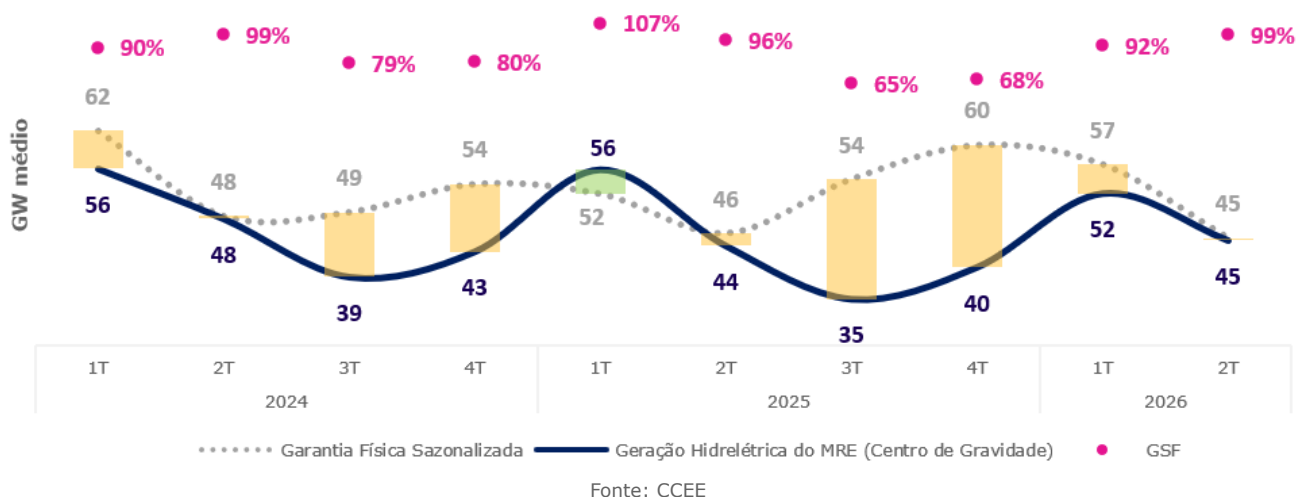


Fonte: ONS

¹ Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2026-2030, publicado em dezembro de 2025.

Quanto à geração hidrelétrica do MRE, o 2T26 registrou 45 GW médios, cerca de 1 GW médios acima do 2T25, refletindo a condição hidrológica mais favorável em relação à mesma época do ano anterior. Em paralelo, o GSF observado no 2T26 (99%) foi 3 p.p. superior ao do 2T25 (96%), dos quais 2 p.p. se devem à maior geração hidrelétrica e 1 p.p. resulta da menor alocação de garantia física pelos participantes do MRE no segundo trimestre (45 GW médios no 2T26 vs. 46 GW médios no 2T25), conforme ilustrado no gráfico a seguir.

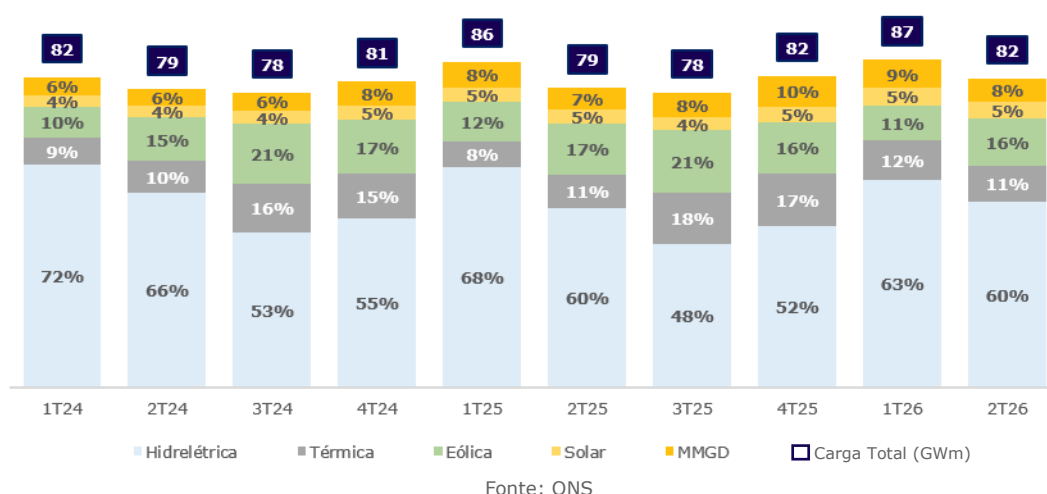
Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e minigeração distribuída (MMGD), continuou ampliando a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 10,1 GW médios (cerca de 13% da carga) no 2T26 ante 9,4 GW médios no 2T25 (12% da carga). Por outro lado, a fonte eólica reduziu a participação no atendimento à carga em 1 GW médio (-1 p.p.) se comparado ao 2T25, em resposta ao menor recurso eólico entre os trimestres (14,4 GW médios no 2T26 vs. 14,9 GW médios no 2T25) e ao maior corte de geração.

A geração hidrelétrica se manteve estável na participação do atendimento à carga, respondendo por 60% tanto no 2T26 quanto no 2T25. O mesmo comportamento foi observado com a fonte termelétrica, que manteve 11% de participação no atendimento à carga nos dois períodos mencionados.

Balanco Energético (SIN) – Contribuição por Fonte para Atendimento à Carga (GW médios)



Nesse contexto, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi R\$ 207/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 45%, o que representa um decréscimo em relação ao PLD médio de R\$ 216/MWh registrado no 2T25, com volatilidade *intraday* de 42%. Por outro lado, no submercado Nordeste (NE), com a redução do recurso eólico, o PLD médio foi superior ao registrado no ano anterior (R\$ 164/MWh no 2T26 vs. R\$ 154/MWh no 2T25), reduzindo assim o descolamento frente ao SE/CO (-R\$ 43/MWh no 2T26 vs. -R\$ 62/MWh no 2T25). No submercado Sul, o descolamento em relação ao SE/CO foi superior ao do ano passado (R\$ 24/MWh no 2T26 vs. R\$ 8/MWh no 2T25).

Assim como observado nos trimestres anteriores, os efeitos mais significativos de variação de preço ao longo do dia continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO de 45% no trimestre mostra uma elevação frente aos 42% observados no 2T25, principalmente devido ao aumento da capacidade instalada de MMGD e ao aumento dos limites de intercâmbio, que impactam diretamente na curva de carga líquida ao longo do dia, que vem se intensificando ao longo dos anos.

Em linha com a evolução das condições hidrológicas observada ao longo dos seis primeiros meses de 2026, o PLD apresentou trajetória de queda na comparação entre o primeiro e o segundo trimestre. Após iniciar o ano em patamar elevado, com PLD médio de R\$ 308/MWh no submercado SE/CO no 1T26, o preço recuou no 2T26, refletindo a melhora das condições de suprimento do sistema, impulsionada pela recuperação das afluições e pela redução da carga no SIN. Apesar da queda do preço médio, a volatilidade *intraday* permaneceu elevada, em linha com a maior variabilidade dos preços ao longo do dia.

PLD Médio e Volatilidade por Submercado (R\$/MWh)

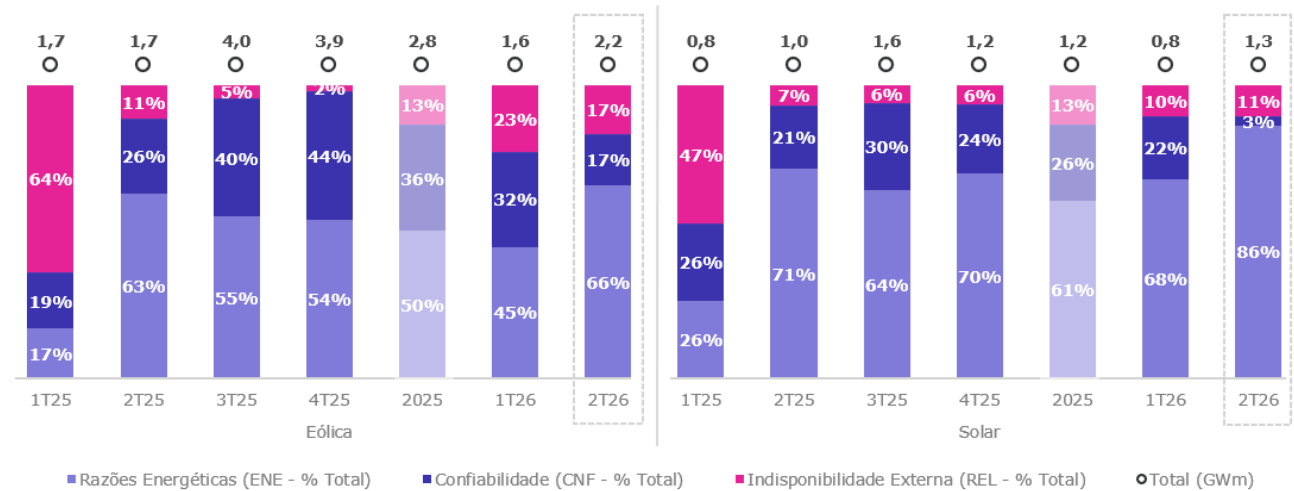
	PLD por Submercado (R\$/MWh)						Volatilidade <i>Intraday</i> (%)					
	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
SE/CO	206,6	216,4	-4,5%	257,1	189,5	35,7%	45%	42%	3 p.p.	45%	32%	13 p.p.
Sul	230,8	224,3	2,9%	294,0	194,4	51,2%	34%	39%	-6 p.p.	32%	30%	2 p.p.
Nordeste	163,5	154,1	6,1%	224,8	106,8	110,5%	43%	34%	9 p.p.	46%	24%	22 p.p.
Norte	165,2	154,6	6,9%	225,9	107,0	111,1%	42%	33%	9 p.p.	45%	24%	21 p.p.

Fonte: CCEE

Por fim, com base nos dados disponibilizados pelo ONS, o 2T26 apresentou elevação nos cortes de geração quando comparado ao 2T25. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 15,7% (2,2 GW médios) no 2T26, significativamente superior aos 11,7% (1,7 GW médios) verificados no 2T25 e aos 14,9% (1,6 GW médios) do primeiro trimestre de 2026. Para a fonte solar, o *curtailment* foi de 25,8% (1,3 GW médios) no trimestre, superando a restrição de 22,7% (1,0 GW médios) no 2T25 e muito acima se comparado aos 16,2% (0,8 GW médios) registrados no primeiro trimestre de 2026.

Os cortes de motivação elétrica, passíveis de ressarcimento após o atingimento da franquia, corresponderam a 17% dos cortes para a fonte eólica e 11% para a fonte solar, ficando superior ao observado no 2T25, quando os cortes classificados como motivação elétrica responderam por 11% e 7%, respectivamente.

Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre, especialmente impostos pelo *curtailment*, quanto as oportunidades de ganho de modulação em função da dinâmica do PLD.

Desempenho Operacional

Nesta seção, trazemos o desempenho operacional da Companhia, que reflete sua capacidade de adaptação às diferentes condições climáticas e de mercado e evidencia a resiliência do portfólio da Auren.

Capacidade Instalada e Produção¹ Segregadas por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração ¹ (MW médio)					
			2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Hidrelétrica ²	4.198,4	2.074,6	1.943,3	1.784,4	8,9%	2.002,4	2.178,4	-8,1%
Eólica ³	3.100,4	1.499,0	1.152,5	1.279,2	-9,9%	994,8	1.137,8	-12,6%
Solar	876,4	238,2	154,6	144,3	7,2%	170,7	174,6	-2,2%
Total Próprios	8.175,3	3.811,8	3.250,5	3.207,9	1,3%	3.167,9	3.490,8	-9,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ⁴	547,5	265,3	262,8	223,4	17,6%	203,5	191,4	6,3%
Total Próprios e Participações	8.722,8	4.077,2	3.513,3	3.431,3	2,4%	3.371,4	3.682,3	-8,4%

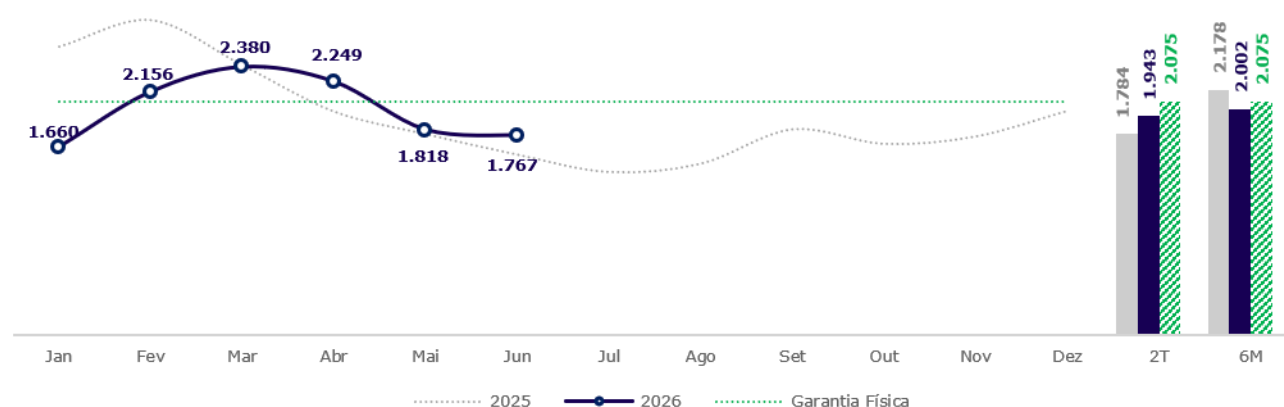
Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,9 GW médios no segundo trimestre de 2026, representando um aumento de 8,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar do avanço, a produção de energia ficou 6,2% abaixo da garantia física no trimestre, refletindo a sazonalidade e condições hidrológicas menos favoráveis no período.

No acumulado dos primeiros seis meses do ano, a produção atingiu 2,0 GW médios, 8,1% inferior ao mesmo período do ano passado. Dessa forma, apesar da melhora observada no segundo trimestre, o despacho hidráulico acumulado em 2026 permanece inferior ao registrado no ano anterior, indicando uma operação mais restritiva ao longo do semestre.

O gráfico a seguir mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)²



No 2T26, o Índice de Disponibilidade Verificada (IDv60) permaneceu acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio, Porto Primavera e Água Vermelha, que juntas representam 70,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos indicadores ainda se encontram abaixo dos patamares de referência, correspondentes a 24,1% da capacidade hidrelétrica da Auren, o desempenho reflete principalmente

¹ Para as fontes eólica e solar, considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida - que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia.

² Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.

³ Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). O ativo possui 155 MW de Capacidade Instalada no total, das quais 77,5 MW refletem a participação da Auren. Para os dados operacionais da *joint-venture*, considera-se participação de 100%.

⁴ Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren nos ativos hidrelétricos.

impactos de eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções programadas de maior porte e ocorrências operacionais específicas.

Adicionalmente, a Companhia realizou um diagnóstico estruturado dos ativos, com foco na identificação de oportunidades para fortalecimento da confiabilidade operacional e mitigação de potenciais riscos ao desempenho futuro. Os resultados desse trabalho subsidiaram a revisão e a reprogramação do plano plurianual de manutenção, direcionando investimentos e intervenções para os equipamentos mais impactados. Essa abordagem tem como objetivo elevar a confiabilidade dos ativos, preservar a disponibilidade operacional e sustentar a evolução dos indicadores de desempenho nos próximos ciclos regulatórios.

Eólica

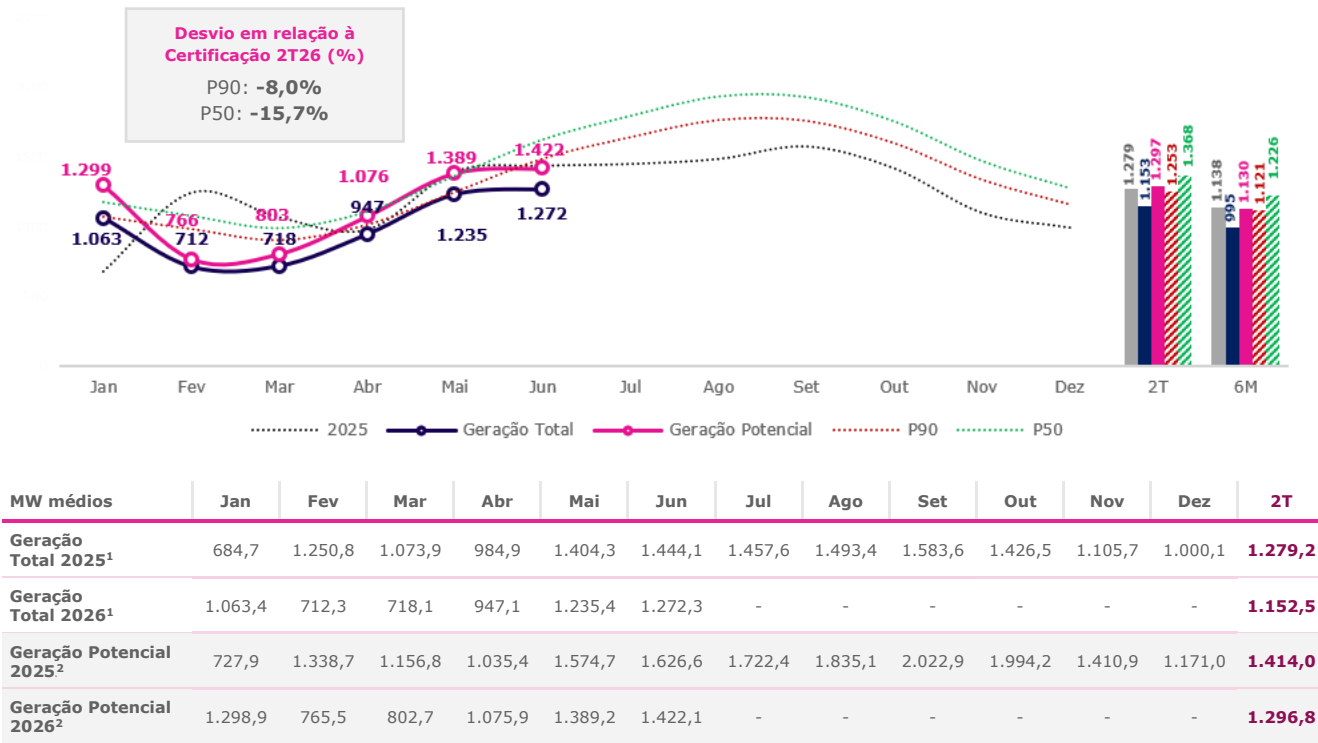
O desempenho dos ativos eólicos no trimestre refletiu a combinação entre aumento nos níveis de *curtailment* e a incidência de recurso abaixo do esperado pela certificação dos ativos. A geração total¹ alcançou 1.152,5 MW médios no 2T26, equivalente a 84,3% do percentil 50 (P50) e 92,0% do percentil 90 (P90), enquanto a geração potencial² atingiu 94,8% e 103,5% do P50 e P90, respectivamente.

Na comparação com o mesmo período do ano anterior, a geração foi inferior em 9,9%, também reflexo dos efeitos que influenciaram o desempenho do trimestre em relação à certificação.

Já na comparação com o 1T26, a geração total do 2T26 foi superior em 38,0%, principalmente impulsionada pelo efeito de sazonalidade da fonte (geração esperada no 2T é 26% superior à esperada no 1T), enquanto o impacto do *curtailment* permaneceu em patamares semelhantes entre o segundo e o primeiro trimestre do ano de 2026.

O gráfico abaixo apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica, passível de ressarcimento; (ii) geração potencial; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

Portfólio Eólico – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



Associado às paradas trienais nas subestações de Ventos do Piauí I em abril, assim como as manutenções de Tucano, Cajuína e Mandacaru em maio, a disponibilidade dos ativos eólicos atingiu 92,8% no 2T26, registrando uma redução de 0,7 p.p. frente ao mesmo período de 2025. No semestre foi registrada uma evolução de 0,6 p.p. em relação ao observado no 6M25. O resultado destaca o amadurecimento no processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados. Embora a disponibilidade tenha sido impactada pelas paradas programadas do período, parte desse efeito é compensável, conforme previsto nas obrigações contratuais de disponibilidade mínima dos contratos de manutenção *Full*

¹ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
² Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

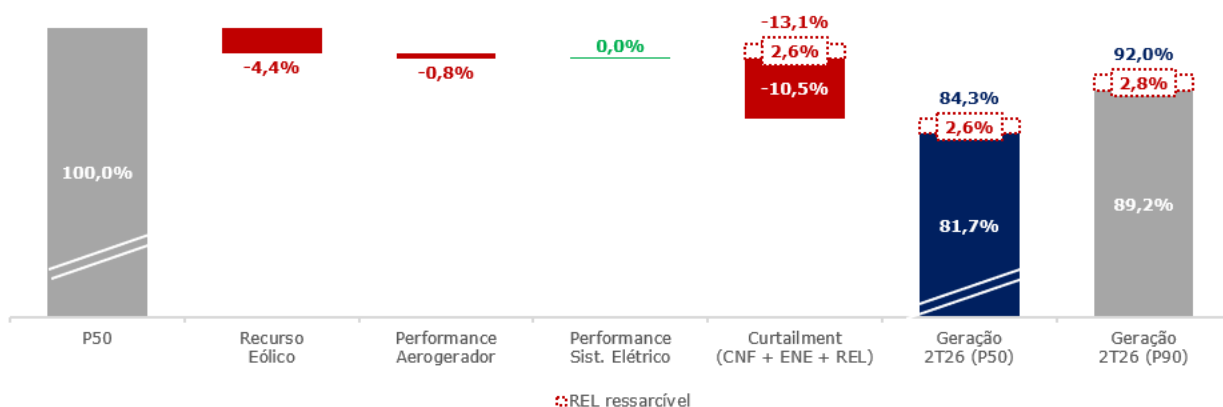
Scope Agreement (FSA) firmados com os fabricantes nos parques onde a manutenção dos aerogeradores é totalmente terceirizada.

Portfólio Eólico - Disponibilidade Média Consolidada

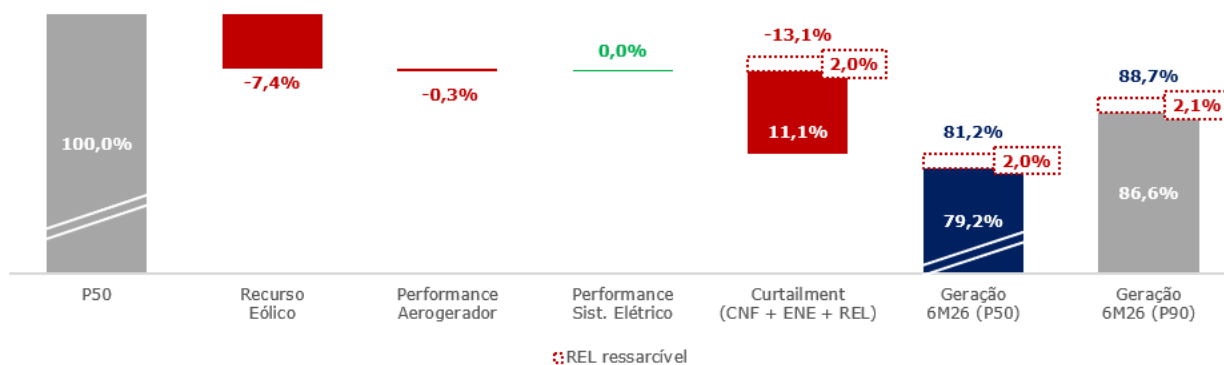
Disponibilidade Média (Consolidado)	1T	2T	3T	4T	6M
2025	92,0%	93,5%	94,8%	94,2%	92,8%
2026	94,0%	92,8%	-	-	93,4%

Considerando a geração total, o portfólio eólico atingiu 84,3% do P50 no 2T26, conforme ilustrado no gráfico a seguir. Como mencionado anteriormente, o desempenho foi impactado principalmente pelo *curtailment* observado no trimestre, que reduziu a geração esperada em 13,1 p.p., dos quais 10,5 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 2,6 p.p. aos cortes classificados como REL ressarcível. A diferença remanescente em relação à certificação é principalmente explicada pelo comportamento do recurso eólico no período, que isoladamente reduziu a geração em 4,4%.

Portfólio Eólico - Desempenho da Geração Consolidada no 2T26 (P50 em base 100)¹



Portfólio Eólico - Desempenho da Geração Consolidada no 6M26 (P50 em base 100)¹



Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à parcela ressarcível da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 154,6 MW médios no 2T26. No trimestre, a geração total² representou 67,8% do

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Impacto do *Curtilment* e Ganhos de Modulação" que correspondem aos dados publicados pela ONS.

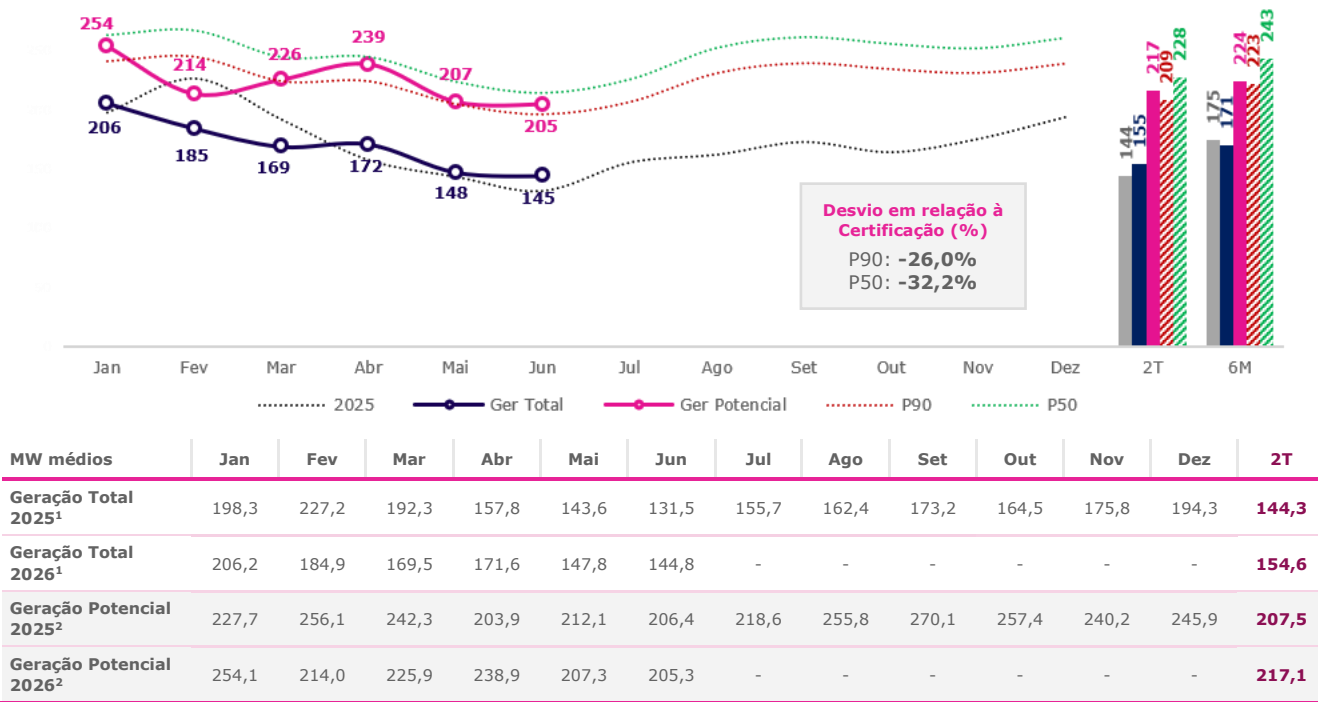
² Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

percentil 50 (P50) e 74,0% do percentil 90 (P90) definido pela certificação da geração dos parques, enquanto a geração potencial² atingiu 95,2% e 103,9% do P50 e P90, respectivamente.

Na comparação com o 2T25, a geração deste trimestre foi 7,2% superior, principalmente devido a melhores recursos, ao passo que o *curtailment* se manteve em patamares parecidos quando consideramos a parcela ressarcível e não ressarcível. Já contra o 1T26, a geração do trimestre foi inferior em 17,3%, principalmente devido aos efeitos de sazonalidade (geração esperada no 2T é 12% abaixo do esperado no 1T), somada a um desvio mais negativo de *curtailment* considerando as parcelas ressarcível e não ressarcível.

O gráfico abaixo apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis (P50 e P90) das certificações.

Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,6% no 2T26, em linha com o mesmo período de 2025 e um ligeiro avanço em relação ao 1T26. No acumulado do primeiro semestre alcançou disponibilidade média de 98,5%, superando o acumulado do primeiro semestre de 2025 em 1,3 p.p., conforme apresentado na tabela abaixo.

Portfólio Solar - Disponibilidade Média Consolidada

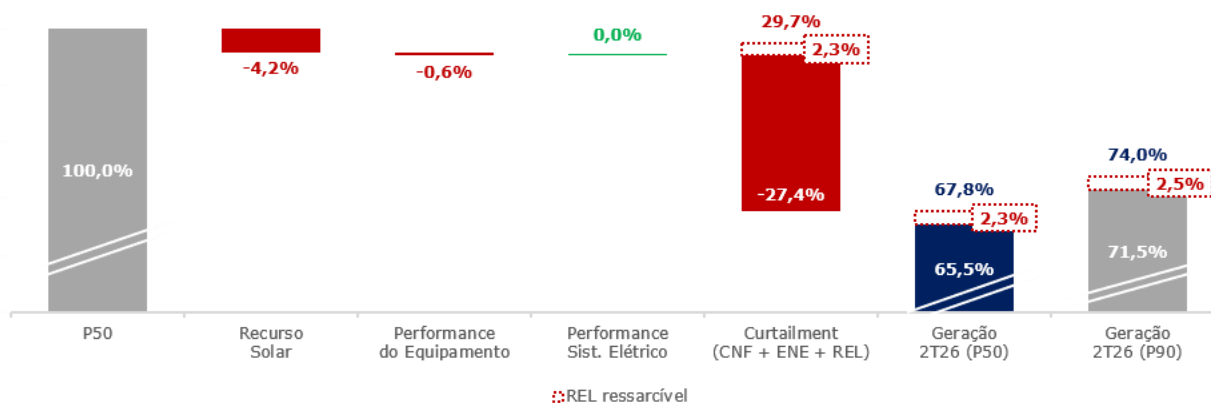
Disponibilidade Média dos Ativos	1T	2T	3T	4T	6M
2025	95,9%	98,6%	99,0%	98,8%	97,2%
2026	98,4%	98,6%	-	-	98,5%

Conforme apresentado no gráfico a seguir, a geração total¹ do portfólio solar atingiu 67,8% do P50 no 2T26. O principal impacto na performance dos ativos solares no segundo trimestre está relacionado ao *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 29,7 p.p., dos quais 27,4 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 2,3 p.p. referente ao *curtailment* REL ressarcível.

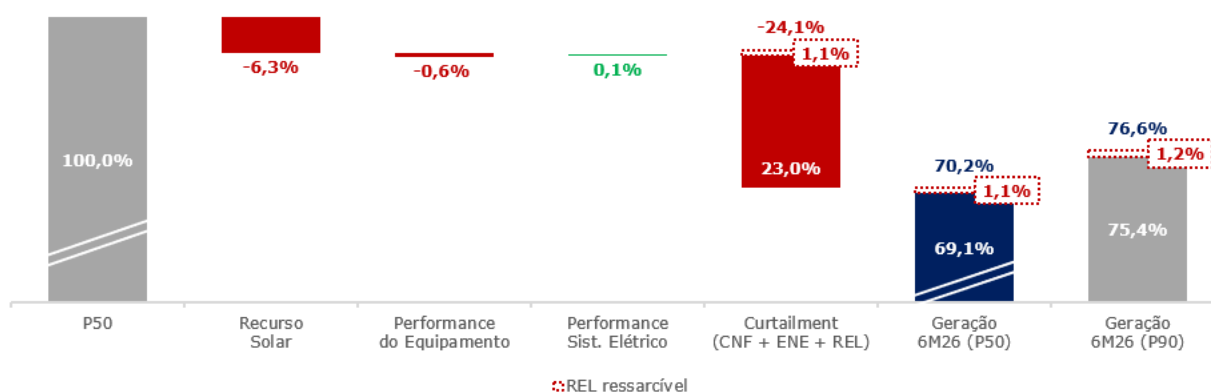
¹ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

² Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 2T26 (P50 em base 100)¹



Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 6M26 (P50 em base 100)¹



Impacto do Curtailment e Ganhos de Modulação

Importante: as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment do ONS e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.

A tabela a seguir apresenta os percentuais do *curtailment* das fontes eólica e solar do portfólio da Auren, calculados como percentual da Geração Potencial e do percentil 50 (P50), assim como o *curtailment* do SIN. Adicionalmente, apresentamos o impacto financeiro do *curtailment* para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função de seu portfólio diversificado de ativos e de seu perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD), uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*).

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 98 milhões, um aumento de 13,5% em relação ao 1T26. Desse valor, R\$ 5 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 14 milhões representam os por Confiabilidade e R\$ 79 milhões por Razão Energética.

No 2T26, os ganhos por modulação totalizaram R\$ 70,5 milhões. Embora inferiores aos registrados no 1T26, em função da redução do nível de preços observada ao longo do trimestre, esses ganhos permaneceram significativamente acima do 2T25 e compensaram a maioria do impacto negativo do *curtailment*, resultando em um impacto líquido negativo de R\$ 27,3 milhões no resultado da Companhia.

No acumulado dos seis primeiros meses do ano, o efeito líquido de modulação foi de R\$ 16,3 milhões, resultado de um impacto total de *curtailment* de R\$ 184,0 milhões com R\$ 167,7 milhões de modulação no período.

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Impacto do Curtailment e Ganhos de Modulação", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

Curtailement e Ganhos de Modulação

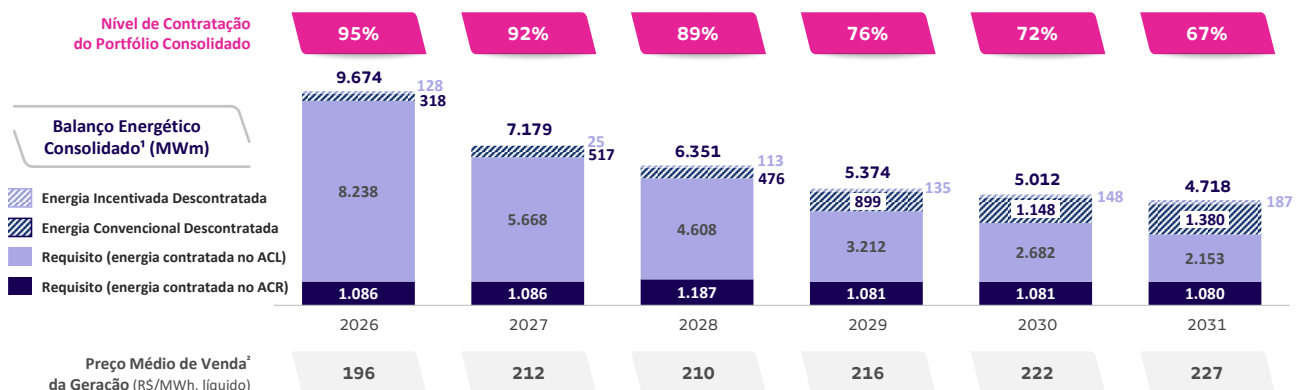
	2T25		3T25		4T25		1T26		2T26	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
Curtailement SIN¹ (%)	11,7%	22,7%	20,6%	33,2%	23,1%	23,9%	14,9%	16,2%	15,7%	25,8%
Curtailement SIN² ex-REL (%)	10,4%	21,1%	19,7%	31,3%	22,7%	22,4%	11,5%	14,5%	13,1%	23,1%
Curtailement Auren² (%)	9,0%	25,7%	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	13,4%	16,3%	12,9%	26,0%
Geração Efetiva Auren³ (% do P50)	93,5%	62,8%	79,9%	65,4%	78,3%	69,1%	77,2%	72,3%	84,3%	67,8%
Curtailement Auren por Fonte⁴ (R\$ milhões)	56,7	19,1	173,2	22,4	184,2	23,3	69,9	15,6	77,8	20,1
Curtailement Auren Consolidado⁵ (R\$ milhões)	75,8		195,5		207,5		86,2		97,8	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	40,4		65,6		70,4		97,2		70,5	
(=) Curtailement Líquido de Modulação⁵ (R\$ milhões)	35,4		130,0		137,0		-11,0		27,3	

Balanco Energético

O Balanco Energético Consolidado da Companhia apresenta o perfil de contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), o nível de contratação do portfólio de Geração e Consolidado, incluindo o portfólio de Comercialização. Adicionalmente, detalhamos o preço médio de venda da Geração.

Balanco Energético Consolidado

O 2T26 foi marcado por intensa atividade na Comercializadora, com volume transacionado de mais de 800 MW médios⁵ entre compras e vendas de energia para o ano de 2026. Adicionalmente, a Companhia diminuiu marginalmente sua posição *long* no período de 2027-2030, por meio da contratação de 13 MW médios no segmento de comercialização, na comparação com o Balanco Consolidado do 1T26.



Balanco Energético do Segmento de Geração

O 2T26 foi marcado pela execução de operações de curto prazo voltadas ao ajuste da sazonalidade das exposições, sem impactos relevantes no nível de contratação do portfólio de longo prazo. As principais movimentações realizadas estão descritas a seguir:

- Execução de um *swap* de energia convencional de 81 MW médios em 2027, com a Comercializadora, com o objetivo de ajustar a sazonalidade das exposições decorrente do perfil de geração do portfólio. O objetivo dessa operação foi evitar um descasamento relevante de posição entre os trimestres considerando o efeito de GSF e *curtailement*.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, conforme detalhado no [Release 2T25](#). Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de Geração de R\$ 15,9 milhões no 2T26, totalizando impacto de R\$ 92 milhões em 2026 e R\$ 62 milhões em 2027. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia.

¹ Curtailement SIN (%) = (Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

² Curtailement Auren (%) = (Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade + Curtailement Elétrico Não-Ressarcível) / Geração Potencial.

A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

³ Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailement Elétrico Ressarcível) / P50, conforme as seções Eólica e Solar.

⁴ Curtailement Auren (R\$ milhões) = Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade + Curtailement Elétrico Não-Ressarcível.

⁵ Em base anualizada.

Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos Próprios (A)	3.678	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777
Garantia Física Hidrelétrica ¹	1.990	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica ^{2,3}	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	234	234	234	234	234	234
Compras para revenda (B)	914	596	485	320	320	314
Convencional	435	280	171	6	6	0
Incentivada	479	317	314	314	314	314
Recursos Totais (C = A+B)	4.592	4.373	4.262	4.097	4.097	4.091
Vendas no ACR (D)	1.086	1.086	1.187	1.081	1.081	1.080
Hidrelétrica	235	235	336	230	230	229
Eólica	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.061	2.745	2.487	1.982	1.720	1.444
Hidrelétrica ⁴	2.253	1.930	1.672	1.167	905	670
Eólica	654	671	671	671	671	671
Solar	154	144	144	144	144	102
Vendas Totais (F = D+E)	4.147	3.831	3.674	3.063	2.801	2.524
Balanço Geração (C - F)	445	542	588	1.034	1.296	1.567
Convencional	318	517	476	899	1.148	1.380
Incentivada	128	25	113	135	148	187

Preços (R\$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Preço Médio de Venda⁴	196	212	210	216	222	227
ACR	277	285	283	286	286	286
Hidrelétrica	313	321	304	325	325	325
Eólica	260	268	268	268	268	268
Solar	355	367	367	367	367	367
ACL	167	183	176	179	182	184
Hidrelétrica	151	170	158	157	158	160
Eólica	210	216	214	210	211	205
Solar ⁵	218	208	204	203	200	201
Preço Médio de Compra⁶	196	207	193	187	187	175
Convencional	181	215	190	145	145	0
Incentivada	210	201	195	188	188	175

¹ Os valores consideram: (a) Garantia Física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 30 de junho de 2026 - para os demais períodos, o GSF é igual a 1; (b) não inclui os recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) exposição do período realizado até 30 de junho de 2026 integralmente liquidada ao PLD; e (e) Garantia Física sujeita ao GSF de 1.782 até 2028, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 17,32/MWh. Data base: 01 de janeiro de 2026.

² Considera 50% da Garantia Física de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. Este efeito também influencia as linhas de preço médio de compra para revenda e venda dos períodos.

³ Considera a entrada em operação do complexo de Cajuína 3 a partir de janeiro de 2027, agregando 63 MW médios de projeção de GF.

⁴ O saldo de vendas do segmento hidrelétrico no ACL tem parte da venda de energia incentivada devido a Auren Operações ser classificada no segmento hidrelétrico, mas também firmar contratos de ativos eólicos.

⁵ O preço equivalente do contrato de autoprodução por arrendamento está líquido de PIS, COFINS e ISS.

⁶ Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada. Data base: 01 de julho de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,17/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Balanço Energético do Segmento de Comercialização

A tabela a seguir apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2026 e 2027. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Compras (A)	5.081	2.806	2.089	1.277	916	627
Vendas ¹ (B)	5.177	2.923	2.121	1.230	962	709
Margem Contratual² (R\$/MWh)	7,2	9,2	-	-	-	-
Balanço Comercialização (A - B)	(96)	(117)	(32)	47	(47)	(82)
Balanço Consolidado Auren³	350	425	556	1.081	1.249	1.485

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar o cálculo conforme indicado em nosso [Guia de Modelagem](#). A posição short de 96 MW médios anualizados de 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços do segundo semestre.

No 2T26, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Redução da exposição short para 2026 em 29 MW médios com a preservação da margem contratual para o ano de 2026 (R\$ 7,2/MWh), aproveitando o movimento de redução dos preços de energia de curto-prazo.
- Venda líquida de 13 MW médios de energia a consumidores finais para o período de 2027-2031, em função da elevação dos preços de energia para o período, resultando no aumento da margem contratual de 2027 em R\$ 0,7/MWh.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, conforme detalhado no [Release 2T25](#). Esse movimento resultou em um impacto negativo no EBITDA do segmento de Comercialização de R\$ 15,9 milhões no 2T26, totalizando impacto de R\$ 92 milhões em 2026 e R\$ 62 milhões em 2027. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia.

Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 9,3/MWh em 2026 e de R\$ 11,7/MWh em 2027, acima dos R\$ 7,2/MWh e R\$ 9,2/MWh, respectivamente, reportados.

¹ Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

² A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição futura. Data base: 01 de julho de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,17/USD (R\$/USD).

³ Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

Balanco Energético das Participações Minoritárias

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das holdings CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, nas quais a Companhia possui participação minoritária e cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

Balanco Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias.¹

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030
Garantia Física dos ativos (a)	250	256	256	244	244
Compras (b)	53	5	4	4	4
Recurso (c) = (a)+(b)	303	261	260	248	248
Vendas no ACL (d)	279	256	256	244	244
Requisitos (e)	279	256	256	244	244
Balanco Energético (f) = (c) - (e)	24	5	4	4	4

Analisando o Balanco Energético do 2T26, tivemos a variação de 1 MW médio na Garantia Física dos ativos para o ano de 2026, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanco Energético das Participações Minoritárias apresenta apenas as transações de compra e venda de energia com o mercado, e exclui os contratos *intercompany* entre os ativos hidrelétricos e as subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia).

Repactuação Uso do Bem Público (UBP)

Em junho de 2026, os empreendimentos Baesa (UHE Barra Grande) e Enercan (UHE Campos Novos), nos quais a Auren detém participação indireta por meio da CBA Energia e da Pollarix, concluíram a adesão ao mecanismo de repactuação do Uso do Bem Público (UBP), conforme previsto na Lei nº 15.235/2025.

A operação viabiliza a antecipação e liquidação do saldo remanescente de UBP, resultando em captura de valor para os ativos e geração de benefícios econômico-financeiros relevantes. Os impactos positivos decorrentes da repactuação deverão ser refletidos nos resultados dos empreendimentos ao longo dos próximos trimestres.

¹ Notas: (i) A garantia física dos ativos líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado; (ii) As garantias físicas estão líquidas de perdas internas e da rede básica de 3%; (iii) A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF); (iv) Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado).

Desempenho Financeiro Consolidado

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de Geração e Comercialização, o segmento *Holding & Pipeline* e as eliminações entre segmentos. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia: (i) participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Balanço Energético](#), além de (ii) 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA¹ de R\$ 9,0 milhões no 2T26. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receita Bruta	3.481,1	3.336,9	4,3%	6.980,7	6.740,8	3,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	425,6	451,3	-5,7%	850,7	903,0	-5,8%
Receita Líquida	3.055,5	2.885,5	5,9%	6.130,0	5.837,8	5,0%
Custo com Compra de Energia	(1.790,5)	(1.542,3)	16,1%	(3.567,0)	(2.873,3)	24,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,6)	(176,7)	5,1%	(365,3)	(357,2)	2,3%
Margem Líquida	1.079,4	1.166,5	-7,5%	2.197,7	2.607,4	-15,7%
<i>Margem Líquida</i>	<i>35,3%</i>	<i>40,4%</i>	<i>-5,1 p.p.</i>	<i>35,9%</i>	<i>44,7%</i>	<i>-8,8 p.p.</i>
Custos e Despesas (PMSO)	(316,5)	(291,5)	8,6%	(628,1)	(593,5)	5,8%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	47,9	(358,0)	n.a.	(458,7)	(119,4)	284,2%
EBITDA	810,8	517,0	56,8%	1.110,9	1.894,5	-41,4%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(96,7)	354,6	n.a.	409,3	125,4	226,4%
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	95,4	15,6%	199,6	153,7	29,8%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	(0,1)	11,0	n.a.	(0,1)	16,5	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	34,7	(0,5)	n.a.	65,2	(23,7)	n.a.
Baixa de Imobilizado e Intangível (ORO)	-	-	n.a.	-	16,4	n.a.
Outros Ajustes	-	3,1	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	858,9	980,6	-12,4%	1.784,8	2.185,9	-18,4%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>28,1%</i>	<i>34,0%</i>	<i>-5,9 p.p.</i>	<i>29,1%</i>	<i>37,4%</i>	<i>-8,3 p.p.</i>
Depreciação e Amortização	(465,4)	(521,7)	-10,8%	(932,3)	(979,9)	-4,9%
Equivalência Patrimonial	39,6	14,8	168,3%	111,1	86,9	27,8%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%
LAIR	(347,2)	(634,5)	-45,3%	(1.032,3)	(375,1)	n.a.
Impostos (IR/CSLL)	(31,8)	71,7	n.a.	51,6	(133,7)	n.a.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%

Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.079,4 milhões no 2T26, redução de 7,5% (-R\$ 87,1 milhões) na comparação com o 2T25 (R\$ 1.166,5 milhões).

Os efeitos que influenciaram o resultado foram concentrados principalmente na Comercializadora, com destaque para a menor margem de comercialização (R\$ 47,0 milhões).

No portfólio de Geração, os principais efeitos foram: (i) redução de 9,9% no volume gerado pelas usinas eólicas em função do menor recurso (R\$ 44,3 milhões) e do *curtailment* (R\$ 21,1 milhões), (ii) aos preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas neste trimestre (R\$ 41,8 milhões), e (iii) aumento dos Encargos Setoriais (R\$ 9,3 milhões), parcialmente

¹ Considerando a participação proporcional da Auren Participações na *joint-venture*.

compensados por maiores ganhos de modulação (R\$ 30,1 milhões), pela correção monetária dos contratos ACL e ACR dos parques eólicos (R\$ 35,7 milhões) e pelo aumento de 7,2% na geração solar (R\$ 3,3 milhões).

Na comparação com a Margem Líquida do 1T26 (R\$ 1.118,3 milhões), tivemos uma redução de 3,5% (R\$ 38,9 milhões) no 2T26, explicado principalmente pelo menor ganho com modulação (R\$ 26,7 milhões) e maior impacto do *curtailment* (R\$ 15,7 milhões), além dos efeitos da sazonalidade dos ativos.

Custos e Despesas (PMSO)

Os Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), incluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, totalizaram R\$ 316,5 milhões no 2T26, um aumento de R\$ 25,0 milhões (8,6%) quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (R\$ 291,5 milhões), mas em linha com o montante observado no 1T26 (R\$ 313,5 milhões).

Custos e Despesas (PMSO Consolidado)

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Pessoal (P)	125,3	112,0	11,9%	236,4	227,1	4,1%
Materiais e Serviços de Terceiros (MS)	138,1	138,6	-0,3%	284,5	284,2	0,1%
Outros (O)	53,1	40,9	29,7%	107,3	82,1	30,6%
PMSO	316,5	291,5	8,6%	628,1	593,5	5,8%

A evolução entre períodos é explicada por:

- a) Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 125,3 milhões no 2T26, um aumento nominal de 11,9% quando comparado com o mesmo período de 2025 (R\$ 112,0 milhões), explicado principalmente pela inflação do período (R\$ 5,5 milhões) e pelas novas outorgas de Incentivo de Longo Prazo (ILP) para a administração da Companhia (R\$ 4,8 milhões).

Em comparação com o 1T26 (R\$ 111,0 milhões), tivemos um aumento de despesas trabalhistas incluindo provisão para pagamento de remuneração variável, novas outorgas de ILP e verbas rescisórias.

- b) Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 138,1 milhões no 2T26, em linha com o montante registrado no 2T25 (R\$ 138,6 milhões). A variação reflete o aumento da despesa com contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos em função do escalonamento previsto em contrato (R\$ 3,1 milhões), compensado pela redução de serviços de terceiros.

Em comparação com o 1T26 (R\$ 148,3 milhões), tivemos a redução de R\$ 10,2 milhões, devido principalmente à despesa pontual associada ao encerramento do ciclo contratual de prestadores de serviço de operação e manutenção de parques eólicos reconhecida no primeiro trimestre (R\$ 6,4 milhões).

- c) Outros (O):** R\$ 53,1 milhões no 2T26, um aumento de 29,7% se comparado ao 2T25 (R\$ 40,9 milhões). O incremento se deve principalmente a maiores despesas com arrendamento (R\$ 6,2 milhões) e descasamento temporal entre trimestres (R\$ 10,2 milhões). Na comparação com o 1T26 (R\$ 54,2 milhões), as despesas se mantiveram em linha.

Outros Resultados Operacionais

A rubrica Outros Resultados Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 47,9 milhões no 2T26 ante uma despesa de R\$ 358,0 milhões no 2T25. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de R\$ 96,7 milhões no 2T26, dada a queda na curva de preço de energia e de -R\$ 354,6 milhões no 2T25. Adicionalmente, no 2T26, houve uma provisão de R\$ 34,7 milhões relacionada a litígios e depósitos judiciais.

EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26, uma redução de 12,4%, ou R\$ 121,8 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. A queda é principalmente explicada por uma menor geração eólica e um EBITDA abaixo do observado no ano anterior na atividade de comercialização. Em relação ao 1T26, houve redução de 7,2%, ou R\$ 67,0 milhões. Tais variações são resultado dos efeitos detalhados nas seções acima sobre a Margem Líquida e os Custos e Despesas.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 2T26 foram de R\$ 110,3 milhões vs. R\$ 95,4 milhões no 2T25, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receitas Financeiras	193,3	205,2	-5,8%	455,3	481,9	-5,5%
Despesas Financeiras ¹	(925,4)	(849,7)	8,9%	(1.777,2)	(1.858,5)	-4,4%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 732,1 milhões no 2T26 comparado a uma despesa de R\$ 644,5 milhões no mesmo período de 2025.

- a) **Receitas Financeiras:** R\$ 193,3 milhões no 2T26 comparado a uma receita de R\$ 205,2 milhões no 2T25, devido principalmente ao menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 4,7 bilhões em junho de 2026 vs. R\$ 5,9 bilhões em junho de 2025).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 925,4 milhões no 2T26, comparada a despesa de R\$ 849,7 milhões no 2T25. O incremento de R\$ 75,7 milhões decorre, principalmente, da atualização monetária sobre o endividamento devido ao aumento do IPCA no período (1,42% a.a. no 2T26 vs. 0,93% a.a. no 2T25) e custos associados à reorganização societária (R\$ 16,9 milhões).

Na comparação com o 1T26 (R\$ 589,8 milhões), tivemos uma variação de 24,1% (R\$ 142,3 milhões) no resultado financeiro líquido, devido, principalmente ao processo de arbitragem com decisão favorável à Auren (R\$ 25,9 milhões) reconhecida no primeiro trimestre, além do aumento de juros e atualização monetária sobre o endividamento (R\$ 88,2 milhões) e sobre a provisão de litígios (R\$ 15,4 milhões) em função da variação dos índices de correção, bem como os custos associados à reorganização societária.

Resultado Líquido

Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
EBITDA	810,8	517,0	56,8%	1.110,9	1.894,5	-41,4%
Depreciação e Amortização	(465,4)	(521,7)	-10,8%	(932,3)	(979,9)	-4,9%
Equivalência Patrimonial	39,6	14,8	168,3%	111,1	86,9	27,8%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%
Impostos (IR/CSLL)	(31,8)	71,7	n.a.	51,6	(133,7)	n.a.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 379,1 milhões no 2T26 ante um prejuízo de R\$ 562,9 milhões no 2T25. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 810,8 milhões no 2T26 ante R\$ 517,0 milhões no 2T25, um acréscimo de R\$ 293,8 milhões, principalmente em função da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, conforme detalhado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** despesa de R\$ 465,4 milhões no 2T26, inferior ao montante observado no 2T25 (R\$ 521,7 milhões), no qual tivemos a amortização da mais-valia originada nas aquisições da AES Brasil e da Esfera, e em linha com a despesa observada no 1T26 (R\$ 466,8 milhões).
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 31,8 milhões no 2T26, gerado substancialmente pelo IR/CS pagos nos ativos renováveis sob o regime do Lucro Presumido e pelo prejuízo fiscal decorrente de despesas financeiras apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo.

¹ Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas demonstrações financeiras.

d) Equivalência Patrimonial: receita de R\$ 39,6 milhões no 2T26, R\$ 24,8 milhões superior ao montante observado no 2T25 (R\$ 14,8 milhões).

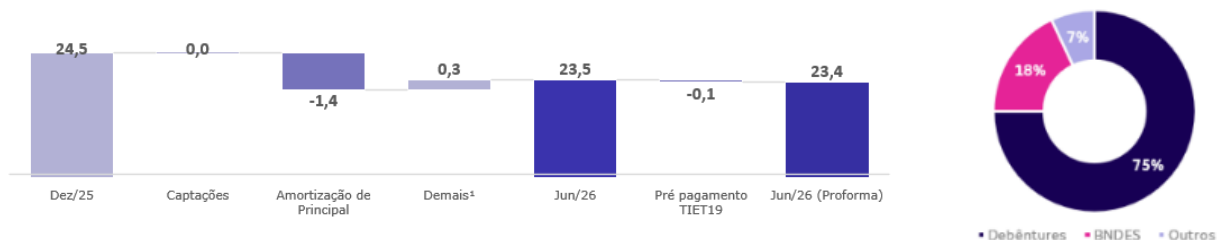
Endividamento

Em 30 de junho de 2026, a dívida bruta consolidada da Auren totalizou R\$ 23,5 bilhões, representando uma redução de R\$ 1,0 bilhão (4,1%) em relação a junho de 2025, refletindo os efeitos das iniciativas de *liability management* implementadas ao longo dos últimos doze meses. Na comparação com 31 de março de 2026, a dívida bruta apresentou redução de R\$ 199,5 milhões (0,8%), decorrente principalmente da amortização extraordinária de R\$ 187,0 milhões da 1ª série da 9ª Emissão de Debêntures da Auren Operações (TIET19). Em julho, a Companhia realizou uma nova amortização extraordinária da TIET19, no montante de R\$ 85 milhões.

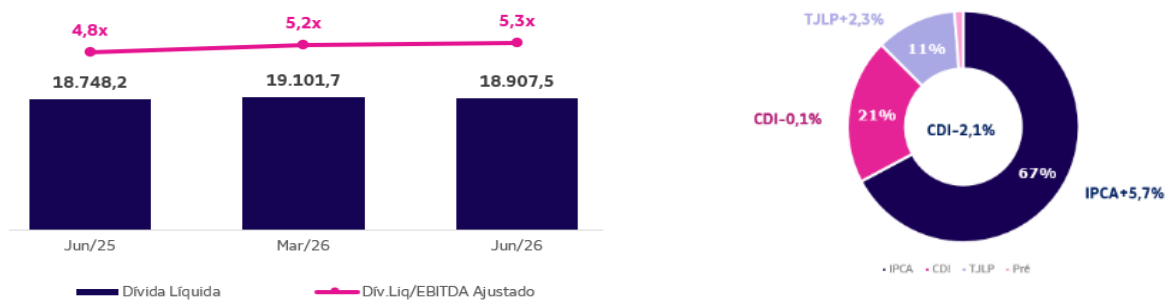
No encerramento do trimestre, a alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, atingiu 5,3x, ante 5,2x em 31 de março de 2026 e 4,8x em 30 de junho de 2025. A variação do indicador reflete principalmente a redução do EBITDA Ajustado dos últimos doze meses, parcialmente compensada pela diminuição da dívida líquida.

Ao final do 2T26, o prazo médio da dívida da Companhia era de 6,8 anos, refletindo um perfil de amortização equilibrado e sem concentrações relevantes de vencimento. O custo médio da dívida bruta foi de CDI -2,12% ao ano e a Companhia encerrou o período com posição de liquidez de R\$ 4,7 bilhões, reforçando sua capacidade de gestão das obrigações financeiras.

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



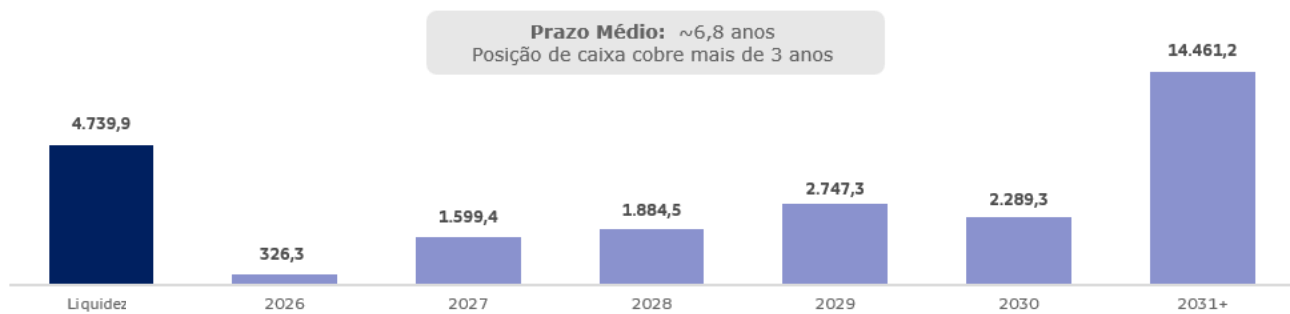
Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Adicionalmente, cerca de 67% da dívida líquida permanece indexada ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, mitigando parcialmente a exposição da Companhia a variações inflacionárias, enquanto apenas 21% do endividamento líquido encontra-se atrelado ao CDI. Conforme observado no gráfico abaixo, as iniciativas de *liability management* implementadas ao longo de 2025 contribuíram para um perfil de vencimentos mais equilibrado e sem concentrações relevantes de amortizações.

¹ Outros compreende juros incorridos e pagos, atualização monetária e a movimentação de saldos diferidos.

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



Endividamento

R\$ milhões	jun/26	jun/25	Var.	mar/26	Var.
Dívida Bruta	23.491,5	24.503,5	-4,1%	23.691,1	-0,8%
Instrumentos Financeiros Derivativos ¹	(6,9)	(11,8)	n.a.	(35,6)	n.a.
Arrendamentos	162,7	167,3	-2,7%	165,2	-1,5%
Dívida Bruta Ajustada²	23.647,3	24.659,0	-4,1%	23.820,7	-0,7%
Liquidez ³	4.739,9	5.910,8	-19,8%	4.719,0	0,4%
Dívida Líquida	18.907,5	18.748,2	0,8%	19.101,7	-1,0%
EBITDA Ajustado	3.567,2	3.937,9	-9,4%	3.689,0	-3,3%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,3x	4,8x	0,5x	5,2x	0,1x

Covenants Financeiros – Auren Operações

Conforme divulgado ao mercado em 1º de junho de 2026, foi concluída, em 31 de maio de 2026, a Fase 1 da reorganização societária da Auren Energia, com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações, que passou a sucedê-la universalmente em todos os seus direitos e obrigações.

A operação representa um importante avanço na simplificação da estrutura corporativa e financeira da Companhia, promovendo maior eficiência na gestão de caixa e do endividamento. Adicionalmente, a reorganização eliminou temporariamente os *covenants* financeiros de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado da Auren Operações, anteriormente aplicáveis à estrutura de financiamento, proporcionando maior flexibilidade financeira à Companhia. Nesse novo contexto, as dívidas atualmente contratadas pela Auren Operações passaram a contar com garantia corporativa da Auren Energia. A eliminação definitiva dos *covenants* ocorrerá na conclusão da Fase 2 da reorganização societária, quando a Auren Operações será incorporada pela CESP. Com a conclusão da operação, a Companhia não terá mais *covenants* corporativos, mantendo apenas as cláusulas restritivas a nível dos projetos.

Ratings

Ao longo do 2T26, a Auren manteve seus ratings corporativos no mais alto nível da escala nacional (AAA) pela Fitch Ratings e pela Moody's. A Moody's reafirmou a perspectiva estável para a Companhia, enquanto, em julho, a Fitch revisou sua perspectiva de estável para negativa. A manutenção dos *ratings* reforça a solidez dos fundamentos financeiros da Companhia.

¹ Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

² Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

³ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Movimentação da Dívida Líquida

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.
Dívida Bruta – Posição Inicial (1T)	23.691,1	25.992,3	(2.301,2)
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Inicial (1T)	(129,7)	(160,6)	31,0
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Inicial (1T)	4.719,0	7.191,1	(2.472,1)
Dívida Líquida – Posição Inicial (1T) (A)	19.101,7	18.961,8	139,9
EBITDA Ajustado	858,9	980,6	(121,8)
Provisão de Ressarcimento	103,1	75,1	28,1
Pagamento de Ressarcimento	-	(1,9)	1,9
Capital de Giro	135,2	49,0	86,2
Impostos (IR/CSLL) Pago	(93,8)	(87,5)	(6,3)
Capex Sustaining	(69,9)	(81,0)	11,1
Rendimento sobre Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras	148,5	219,3	(70,8)
Juros Pagos de Dívidas e Derivativos	(566,7)	(799,6)	232,9
Provisão de Dividendos das Participações	(110,3)	(95,4)	(14,8)
Recebimento de Dividendos das Participações	64,6	45,3	19,3
Pagamento de Dividendos para Acionistas da Auren Energia	-	(59,6)	59,6
Pagamento de Dividendos para Acionistas Minoritários ¹	-	(1,8)	1,8
Outros	-	63,5	(63,5)
Movimentação das Disponibilidades (B)	469,6	306,0	163,6
Juros Capitalizados de Dívidas e Derivativos	298,5	(99,2)	397,7
Amortização de Custo de Emissão	12,8	40,6	(27,8)
Ajuste a valor justo	(112,4)	37,7	(150,1)
Provisão de Arrendamento	7,0	7,2	(0,2)
Movimentação sem Efeito Caixa (C)	205,9	(13,7)	219,5
Movimentação da Dívida Líquida sem Expansão (D) = (C) – (B)	(263,8)	(319,7)	55,9
Capex de Expansão (E)	(69,5)	(106,1)	36,5
Movimentação da Dívida Líquida com Expansão (F) = (D) – (E)	(194,2)	(213,6)	19,4
Dívida Líquida – Posição Final (2T) (G) = (A) + (F)	18.907,5	18.748,2	159,3
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Final (2T)	(155,8)	(155,5)	(0,3)
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Final (2T)	4.739,9	5.910,8	(1.170,9)
Dívida Bruta – Posição Final (2T)	23.491,5	24.503,5	(1.012,0)

Alguns dos principais efeitos que influenciaram a variação no fluxo de caixa livre entre os períodos são:

- Ressarcimento:** provisionamento de R\$ 103,1 milhões no 2T26 vs. R\$ 75,1 milhões no 2T25, devido à menor geração dos ativos eólicos. No trimestre, não houve pagamento de ressarcimento, devido à suspensão das devoluções em função das discussões regulatórias sobre o *curtailment*.
- Capex Sustaining:** despesa de Capex de R\$ 69,9 milhões no 2T26 relacionada à manutenção dos ativos hidrelétricos, eólicos e solares da Companhia.
- Rendimento sobre Caixa, Fundo de Liquidez e Aplicações Financeiras:** redução de R\$ 70,8 milhões nos rendimentos financeiros, em função da redução da Liquidez (R\$ 4,7 bilhões em março de 2026 vs. R\$ 7,2 bilhões em março de 2025).
- Dividendos:** (i) provisão referente aos dividendos declarados das participações minoritárias em UHEs no trimestre (R\$ 110,3 milhões no 2T26 vs. R\$ 95,4 milhões no 2T25) e aumento de R\$ 19,3 milhões no montante de dividendos recebidos das participações minoritárias em UHEs em relação ao mesmo período do ano anterior, devido

¹ Inclui os acionistas minoritários da Guaimbê Holding, Veleiros Holding e Potengi Holding.

à alteração nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos realizada em 2025, e (ii) distribuição de dividendos aos acionistas da Auren Energia no 2T25, no valor R\$ 59,6 milhões.

- e) **Capital de Giro:** o capital de giro no 2T26 (R\$ 135,2 milhões) foi influenciado, principalmente, por diferenças temporais entre o reconhecimento contábil de receitas e despesas e seus respectivos efeitos caixa. As maiores variações estão relacionadas às contas a receber e a pagar de energia (+R\$ 101,3 milhões).
- f) **Juros pagos:** R\$ 566,7 milhões no 2T26, sendo a redução de R\$ 232,9 milhões comparado ao 2T25 explicada, principalmente pela estratégia de *liability management* executada ao longo do ano de 2025.
- g) **Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 2T26, de R\$ 69,5 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Até 30 de junho de 2026, já foram investidos R\$ 614,0 milhões em Cajuína 3, cerca de 83% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 88%.

Demonstração de Resultados por Segmento

A tabela abaixo apresenta a Demonstração de Resultados de cada um dos segmentos, Geração, Comercialização e Holding, detalhando as eliminações necessárias para obtenção do resultado consolidado do período.

Demonstração Trimestral de Resultados por Segmento e Consolidada – 2T26

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
Receita Bruta	1.957,8	2.257,2	-	(733,8)	3.481,1
Deduções sobre a Receita Bruta	(192,1)	(257,6)	-	24,2	(425,6)
Receita Líquida	1.765,7	1.999,5	-	(709,7)	3.055,5
Custo com Compra de Energia	(518,8)	(1.981,4)	(0,0)	709,7	(1.790,5)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,9)	(0,2)	0,4	-	(185,6)
Margem Líquida	1.061,0	18,0	0,4	-	1.079,4
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	0,9%	-	-	35,3%
Custos e Despesas (PMSO)	(258,3)	(32,1)	(26,1)	-	(316,5)
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(45,4)	(216,2)	(0,3)	309,8	47,9
EBITDA	757,3	(230,3)	(26,0)	309,8	810,8
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	213,1	-	(309,8)	(96,7)
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	-	-	-	110,3
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	34,5	0,0	0,1	-	34,7
EBITDA Ajustado	902,1	(17,2)	(25,8)	-	858,9
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,1%	-0,9%	-	-	28,1%
Depreciação e Amortização	(444,3)	(4,6)	(16,6)	-	(465,4)
Equivalência Patrimonial	41,0	(1,4)	-	-	39,6
Resultado Financeiro Líquido	(637,5)	15,1	(109,7)	-	(732,1)
LAIR	(283,5)	(221,3)	(152,2)	309,8	(347,2)
Impostos (IR/CSLL)	(18,0)	71,5	20,0	(105,3)	(31,8)
Resultado Líquido	(301,5)	(149,8)	(132,2)	204,4	(379,1)

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

Importante: Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Bruta	1.957,8	1.822,8	7,4%	3.855,4	3.614,5	6,7%
Deduções sobre a Receita Bruta	(192,1)	(226,1)	-15,0%	(386,5)	(396,7)	-2,6%
Receita Líquida	1.765,7	1.596,8	10,6%	3.468,9	3.217,8	7,8%
Custo com Compra de Energia	(518,8)	(334,9)	54,9%	(931,8)	(523,6)	77,9%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,9)	(176,6)	5,3%	(364,4)	(356,7)	2,1%
Margem Líquida	1.061,0	1.085,3	-2,2%	2.172,7	2.337,4	-7,0%
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	68,0%	-7,9 p.p.	62,6%	72,6%	-10,0 p.p.
PMSO	(258,3)	(238,0)	8,5%	(509,3)	(485,8)	4,8%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(45,4)	(1,2)	n.a.	(48,2)	4,5	n.a.
EBITDA	757,3	846,1	-10,5%	1.615,2	1.856,1	-13,0%
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	95,4	15,6%	199,6	153,7	29,8%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	-	7,0	n.a.	-	8,4	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	34,5	(2,0)	n.a.	64,7	(25,3)	n.a.
Baixa de imobilizado	-	-	n.a.	-	10,2	n.a.
EBITDA Ajustado	902,1	946,4	-4,7%	1.879,5	2.003,1	-6,2%
Hidrelétrica	452,1	461,7	-2,1%	1.067,7	1.038,6	2,8%
Eólica	387,4	432,9	-10,5%	694,9	827,3	-16,0%
Solar	62,5	51,9	20,5%	116,9	137,2	-14,8%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,1%	59,3%	-8,2 p.p.	54,2%	62,3%	-8,1 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 902,1 milhões no 2T26, R\$ 44,4 milhões (4,7%) inferior se comparado ao 2T25. A variação no período reflete principalmente:

a) Margem Líquida: R\$ 1.061,0 milhões no 2T26, uma redução de 2,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.085,3 milhões), equivalente a R\$ 24,3 milhões, devido principalmente aos seguintes impactos nas fontes hidrelétrica, eólica e solar:

- **Fonte Hidrelétrica:** redução da margem em R\$ 28,6 milhões devido principalmente aos preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas entre períodos (R\$ 41,8 milhões), a cessão do contrato de 150 MW médios para a Comercializadora (R\$ 15,9 milhões), e do aumento dos Encargos Setoriais (R\$ 8,2 milhões) devido à atualização monetária, compensado parcialmente por maiores ganhos de modulação (R\$ 32,7 milhões) e maior receita no MRE (R\$ 7,5 milhões).

O preço mais baixo das hidrelétricas já era refletido no Balanço Energético divulgado trimestralmente, sendo observado na variação do preço médio de venda no ACL das hidrelétricas entre 2025 e 2026.

- **Fonte Eólica:** redução da margem em R\$ 12,6 milhões, devido à redução de 9,9% na geração eólica principalmente em função do menor recurso (R\$ 44,3 milhões) e do curtailment (R\$ 21,1 milhões), compensado parcialmente pela correção monetária dos contratos ACL e ACR (R\$ 35,7 milhões), pelo impacto positivo de efeito temporal de provisão realizada (R\$ 11,7 milhões) e pelo ganho com a maior alocação no ACR dada a diferença de preço entre os contratos regulados e o PLD (R\$ 4,5 milhões).

- **Fonte Solar:** aumento da margem líquida em R\$ 16,9 milhões, devido principalmente ao impacto positivo de efeito temporal de provisão realizada (R\$ 14,6 milhões) e ao aumento de 7,2% na geração solar (R\$ 3,3 milhões).

Na comparação com a Margem Líquida do 1T26 (R\$ 1.111,8 milhões), tivemos uma redução de 4,6% (R\$ 50,8 milhões) no 2T26, explicado principalmente pela sazonalidade de geração das fontes, além do menor ganho com modulação (R\$ 26,7 milhões) e maior impacto bruto do curtailment (R\$ 11,6 milhões).

- b) PMSO:** R\$ 258,3 milhões no 2T26, aumento nominal de 8,5% em relação ao 2T25, principalmente em decorrência de maiores despesas com Pessoal (R\$ 7,0 milhões) em função da inflação do período e outras despesas trabalhistas, maior despesa de arrendamento (R\$ 4,5 milhões) e descasamento temporal entre trimestre (R\$ 10,2 milhões).
- c) ORO:** despesa de R\$ 45,4 milhões no 2T26 comparada a despesa de R\$ 1,2 milhões no 2T25, em função da provisão realizada para litígios e depósitos judiciais (R\$ 34,5 milhões).
- d) Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 110,3 milhões no 2T26, R\$ 14,9 milhões superior ao mesmo período do ano anterior. O aumento se deve principalmente à alteração nas políticas e regimes de reconhecimento dos dividendos destes ativos realizada em 2025.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Bruta	2.257,2	2.148,1	5,1%	4.536,4	4.218,9	7,5%
Deduções sobre a Receita Bruta	257,6	253,9	1,5%	511,9	536,9	-4,7%
Receita Líquida	1.999,5	1.894,2	5,6%	4.024,6	3.682,0	9,3%
Custo com Compra de Energia	(1.981,4)	(1.812,8)	9,3%	(3.998,6)	(3.411,5)	17,2%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(0,2)	(0,1)	38,9%	(0,2)	(0,5)	-49,5%
Margem Líquida	18,0	81,3	-77,8%	25,7	270,0	-90,5%
<i>Margem Líquida</i>	<i>0,9%</i>	<i>4,3%</i>	<i>-3,4 p.p.</i>	<i>0,6%</i>	<i>7,3%</i>	<i>-6,7 p.p.</i>
PMSO	(32,1)	(31,5)	2,1%	(66,5)	(64,1)	3,7%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(216,2)	77,3	n.a.	205,1	44,1	364,9%
EBITDA	(230,3)	127,1	n.a.	164,3	250,0	-34,3%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	213,1	(77,1)	n.a.	(205,3)	(38,4)	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	0,0	(0,0)	n.a.	0,0	0,1	-98,0%
Outros Ajustes	-	3,1	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	(17,2)	53,0	n.a.	(41,0)	214,7	n.a.
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>-0,9%</i>	<i>2,8%</i>	<i>-3,7 p.p.</i>	<i>-1,0%</i>	<i>5,8%</i>	<i>-6,8 p.p.</i>

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 17,2 milhões no 2T26 ante R\$ 53,0 milhões registrados no 2T25. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionada anteriormente, o EBITDA Ajustado do 2T26 seria de -R\$ 1,3 milhões. A variação em relação ao 2T25 é explicada principalmente:

- a) Margem Líquida:** excluindo-se o impacto negativo de R\$ 15,9 milhões no segmento de Comercialização no 2T26, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado nas divulgações de resultados anteriores, teríamos uma variação negativa de R\$ 47,0 milhões entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pela menor margem de comercialização.

Na comparação com o 1T26 (R\$ 9,6 milhões), tivemos um aumento de cerca de R\$ 8,4 milhões, explicada principalmente pelo menor custo com compras de energia devido a variação dos preços de mercado entre os períodos.

- b) PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 32,1 milhões no 2T26, ante R\$ 31,5 milhões no 2T25. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 8,1 milhões, compensada em grande medida pela redução das despesas com serviços de terceiros. Em relação ao 1T26 (R\$ 34,3 milhões), tivemos uma redução de 6,4% em função da otimização na linha de serviços de terceiros citada anteriormente.
- c) ORO:** receita de R\$ 216,2 milhões, resultado majoritariamente da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, que totalizou R\$ 213,1 milhões no trimestre.

Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias

Nesta seção apresentamos uma DRE Gerencial com a consolidação do desempenho financeiro dos ativos hidrelétricos nos quais a Auren possui participação minoritária. Tal apresentação é gerencial, não auditada e tem por objetivo auxiliar o mercado a entender a geração de caixa de tais ativos, que resulta no pagamento de dividendos à Companhia.

Na tabela a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos em conjunto, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívidas em seus respectivos balanços.

DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Volume Energia Vendida (MW médios)	257	247	4,0%	274	276	-0,7%
Margem Líquida (R\$/MWh)	232	202	14,7%	236	188	25,3%
Margem Líquida	130,3	109,6	18,9%	281,0	228,7	22,9%
PMSO	(6,1)	(5,9)	2,7%	(11,4)	(11,4)	-0,2%
EBITDA Ajustado¹	124,3	103,6	19,9%	269,7	217,3	24,1%
Depreciação & Amortização	(10,4)	(9,4)	11,1%	(20,8)	(18,8)	10,9%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	(4,8)	(28,1)	-83,1%	1,1	4,2	-74,8%
EBIT	109,1	66,1	64,9%	249,9	202,6	23,3%
Resultado Financeiro	(0,9)	6,4	n.a.	3,4	6,5	-47,4%
LAIR	108,2	72,5	-49,2%	253,3	209,1	21,1%
IR/CSLL	(30,2)	(24,8)	21,8%	(65,0)	(52,0)	25,0%
Lucro Líquido²	78,0	47,8	63,3%	188,3	157,0	19,9%
Dividendos Declarados	110,2	76,1	44,8%	199,5	134,4	48,4%

Principais destaques do 2T26:

- Margem Líquida:** a variação positiva da margem, de R\$ 20,7 milhões, é explicada principalmente pelos reajustes e aumentos dos preços de venda nos contratos de Pollarix e CBA Energia entre o 2T26 e o 2T25, conforme previsto nos contratos. Adicionalmente, a margem foi beneficiada pela redução de custos, que contribuiu com R\$ 2,4 milhões, e pelo aumento de 4% no volume de energia vendida, reforçando o desempenho no trimestre.
- PMSO:** o PMSO se manteve em linha com montante observado no ano anterior (R\$ 6,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 5,9 milhões no 2T26).
- EBITDA Ajustado:** R\$ 124,3 milhões no 2T26, crescimento de 19,9% quando comparado aos R\$ 103,6 milhões registrados no 2T25, justificado pelo crescimento da margem líquida entre os períodos.
- Outros Resultados:** a variação positiva de R\$ 23,3 milhões entre os trimestres comparados decorre dos efeitos de marcação a mercado de contratos de energia, refletindo a redução da curva de preços futuros de energia.
- Resultado Financeiro:** no 2T26, o resultado financeiro registrou saldo negativo de R\$ 0,9 milhão, revertendo o resultado positivo de R\$ 6,4 milhões observado no 2T25. A variação entre períodos é explicada, sobretudo, pelos seguintes efeitos: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da elevação do índice (IGP-M) aplicado às UHEs Picada, Baesa, Enercan, Amador; e (ii) redução dos rendimentos de aplicações financeiras nas empresas Pollarix Holding e Amador Aguiar.
- Dividendos Declarados:** R\$ 110,3 milhões no segundo trimestre de 2026, frente a R\$ 76,1 milhões no 2T25, reflexo do melhor resultado do exercício apurado de 2026 em Pollarix e CBA Energia.

¹ EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

² O Lucro Líquido apresentado pode ser identificado na Nota Explicativa 11 das Demonstrações Financeiras de Auren Energia, ao somar o resultado de equivalência patrimonial das coligadas Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações.

Outras Informações Relevantes

Portaria nº 140/2026 sobre o Termo de Compromisso para o *Curtailment*

No dia 21 de julho de 2026, foi publicada a Portaria nº 140/2026 (PRT 140) estabelecendo as diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes de cortes de geração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas de que trata o artigo 1º-B da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Os cortes a serem compensados compreendem o reconhecimento à compensação por confiabilidade e por indisponibilidade externa para usinas eólicas e solares fotovoltaicas no SIN no período contemplado entre setembro de 2023 a novembro de 2025. A Portaria estabelece oficialmente o Termo de Compromisso e as diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes destes cortes.

Cabe destacar que a PRT 140 não engloba o reconhecimento dos cortes por razão energética, bem como não trata do ressarcimento dos cortes ocorridos a partir de novembro de 2025 – restando este último ser regulamentado pela ANEEL.

Para a Auren, os cortes classificados por motivo de confiabilidade ou indisponibilidade externa (REL) abaixo da franquia correspondem a 50% dos cortes no período contemplado pela Lei, com impacto estimado em aproximadamente R\$ 300,0 milhões considerando compensação integral.

Atualmente, a Companhia analisa o teor do Termo de Compromisso sob o ponto de vista jurídico, além da mensuração da compensação sob as diretrizes da nova portaria, a fim de avaliar a viabilidade da manifestação prévia de interesse à adesão até o dia 10 de agosto, conforme estabelecido pelo normativo. Cabe destacar que essa manifestação não é vinculante.

Caso haja manifestação de interesse, haverá a revisão dos valores de *curtailment* e ressarcimento pelo ONS e CCEE à luz do que estabelece a Portaria. Após essa etapa, os valores passarão por um período de contestação dos agentes e, findo este prazo, serão estabelecidos os montantes a serem ressarcidos. Após a divulgação dos valores definitivos os agentes poderão então optar pela assinatura definitiva do Termo de Compromisso, em data a ser definida pelo MME.

Segundo os prazos estabelecidos pela publicação, nossa estimativa é de que as assinaturas do documento sejam realizadas por volta do segundo trimestre de 2027 e que os pagamentos referentes aos ressarcimentos sejam efetivamente iniciados no segundo semestre 2027.

Acesse na íntegra o documento publicado [neste link](#).

Reorganização Societária

Conforme Fatos Relevantes divulgados em [14 de abril de 2026](#) e [24 de junho de 2026](#), e Comunicado ao Mercado de [1º de junho de 2026](#), a Companhia informou seus acionistas e o mercado em geral sobre o andamento da reorganização societária do grupo Auren Energia. A reorganização tem como principais objetivos: (a) concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP – Companhia Energética de São Paulo); (b) racionalizar e simplificar a estrutura societária do grupo Auren Energia, com a redução do número de companhias abertas; e (c) aumentar a eficiência na gestão de caixa e do endividamento.

A Reorganização Societária foi estruturada em duas fases sequenciais, sujeitas ao cumprimento das condições precedentes usuais para esse tipo de operação, incluindo aprovações regulatórias e anuências de terceiros.

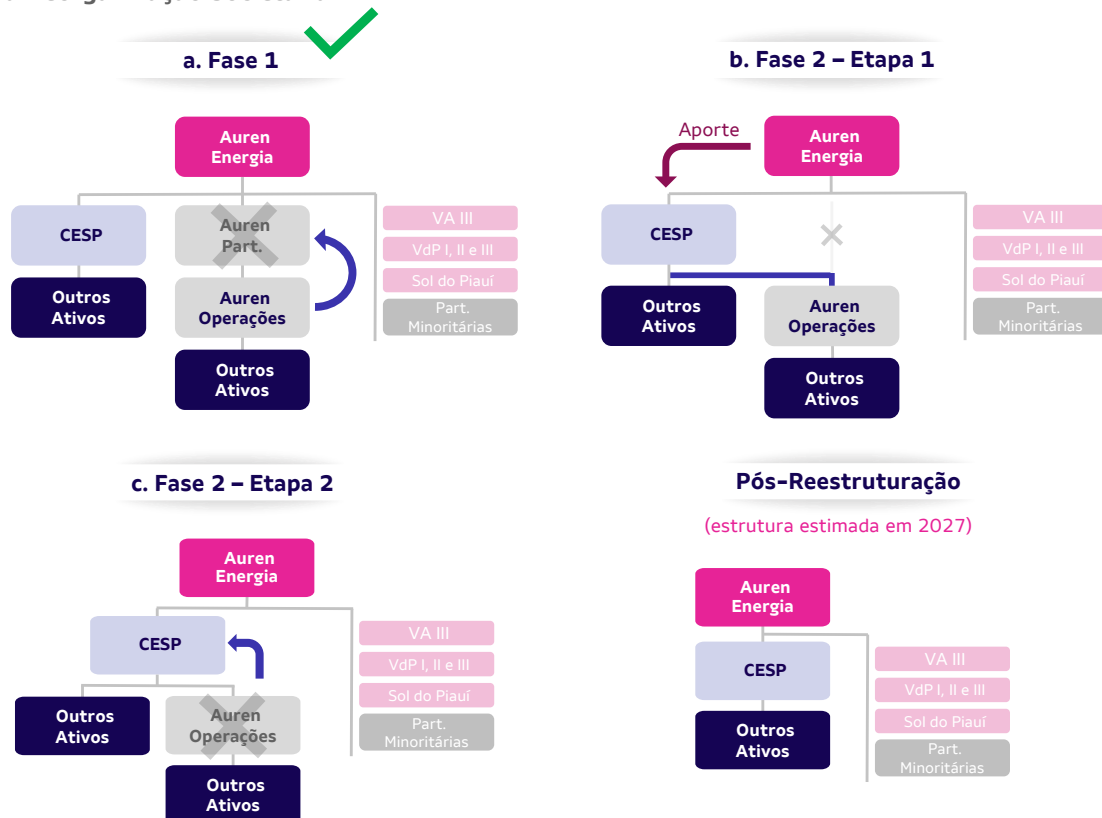
Em 31 de maio de 2026, a Companhia **concluiu a Fase 1 da reorganização societária**, com a implementação da incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações. Com a conclusão dessa etapa, a Auren Participações foi extinta, tendo a Auren Operações sucedido universalmente todos os seus direitos e obrigações, passando a ter a totalidade de suas ações detidas diretamente pela Auren Energia. Como consequência, as debêntures anteriormente emitidas pela Auren Participações passaram a ser de emissão da Auren Operações, mantendo suas características e respectivos códigos de negociação.

Em 24 de junho, os Conselhos de Administração da Auren Energia, da CESP e da Auren Operações **aprovaram a Fase 2 da reorganização societária**, composta pelas seguintes etapas:

- (a) **Fase 2 – Etapa 1:** transferência, pela Auren Energia, de determinados ativos e passivos para a CESP, mediante operação de aporte de capital, incluindo 100% das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Auren Operações, bem como o *drop-down* da 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões), de forma a alinhar a alocação do endividamento à geração operacional de caixa dos ativos. Desse modo, a CESP passará a deter participação societária direta correspondente a 100% do capital social da Auren Operações.
- (b) **Fase 2 – Etapa 2:** incorporação da Auren Operações pela CESP, com sua consequente extinção, consolidando na CESP os ativos hidrelétricos e a respectiva estrutura operacional correspondente.

A implementação da Fase 2 permanece condicionada ao cumprimento das condições precedentes previstas para a operação, incluindo, entre outras, a obtenção das autorizações regulatórias aplicáveis, especialmente da ANEEL e dos demais terceiros envolvidos, bem como a verificação das demais condições previstas nos documentos da operação. A Companhia manterá seus acionistas e o mercado devidamente informados acerca de quaisquer desdobramentos relevantes relacionados à reorganização societária.

Etapas da Reorganização Societária

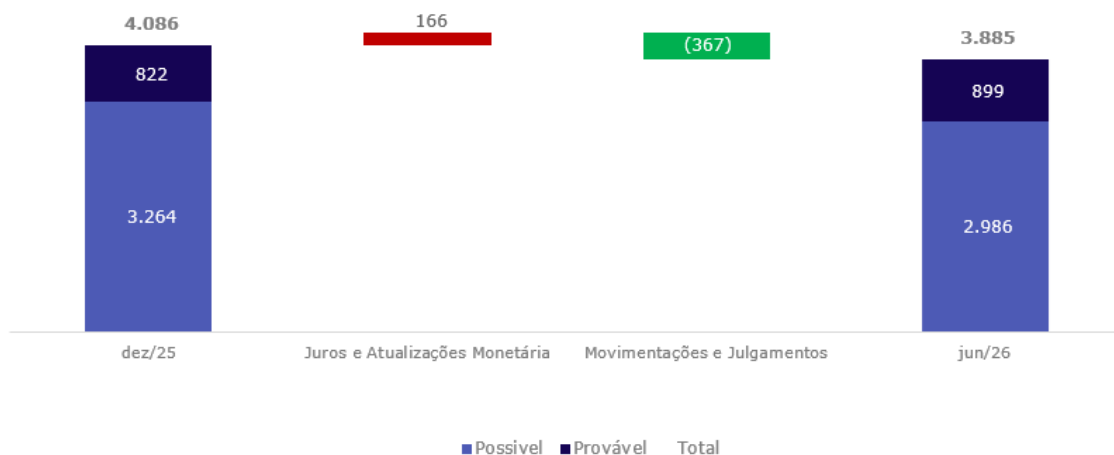


Contencioso Passivo

A divulgação do contencioso passivo da Auren, alinhada às melhores práticas de mercado, engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda é classificada como provável e possível.

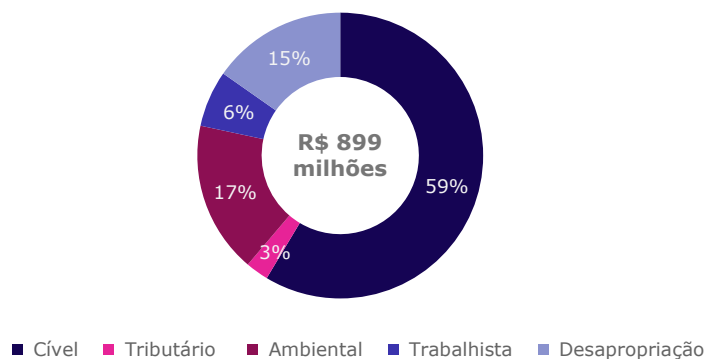
Atualmente, a Companhia figura como parte em processos judiciais que totalizam R\$ 899 milhões em provisões (perdas prováveis) e R\$ 2.986 milhões em contingências classificadas como perda possível. O valor consolidado, de R\$ 3.885 milhões, representa uma redução de R\$ 201 milhões em relação ao registrado no 4º trimestre de 2025, reflexo de movimentações processuais e correção monetária. A movimentação mais relevante diz respeito ao êxito integral da Companhia em processo tributário.

Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível



Como se nota no gráfico abaixo, sob a denominação de “Perfil do Contencioso Passivo”, a distribuição do risco provisionado por natureza jurídica revela a predominância da carteira cível, que concentra 59% do risco provável. Esta abrange, majoritariamente, ações indenizatórias, bem como demandas de natureza regulatória e imobiliária (excetuando-se casos de desapropriação), com o total de 1.183 ações em curso.

Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



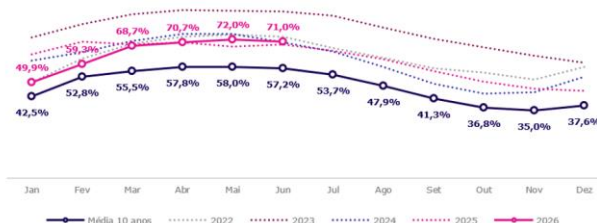
A Companhia reforça que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.

Visão Geral do Trimestre

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

Nível dos Reservatórios do SIN

(% Energia Armazenada Máxima)



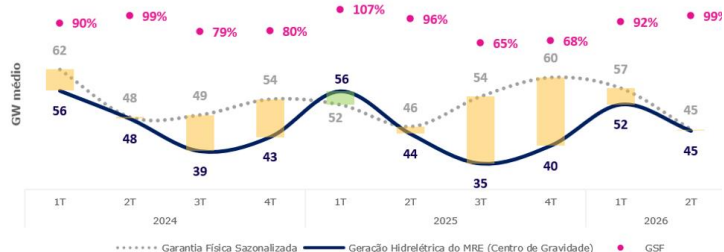
A **melhora das condições hidrológicas** ao longo do segundo trimestre e uma carga abaixo do esperado impulsionaram a **recuperação dos reservatórios** do SIN, contribuindo para a **redução dos preços de energia** observada no período.

Curtaíment Eólico e Solar e Modulação

2T26	Eólica	Solar
Curtaíment SIN. (%)	15,7%	25,8%
Curtaíment Auren. (%)	12,9%	26,0%
Geração Efetiva Auren (% do P50)	84,3%	67,8%
Curtaíment Auren por Fonte (R\$ milhões)	77,8	20,1
Curtaíment Auren Consolidado (R\$ milhões)	97,8	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	70,5	
(=) Curtaíment Líquido de Modulação (R\$ milhões)	27,3	

Energia Alocada no MRE

(GW médios)



O **GSF atingiu 99%** no 2T26 (+3 p.p. vs. o 2T25), refletindo a combinação de **maior geração hidrelétrica** e **menor alocação de garantia física** pelos participantes do MRE.

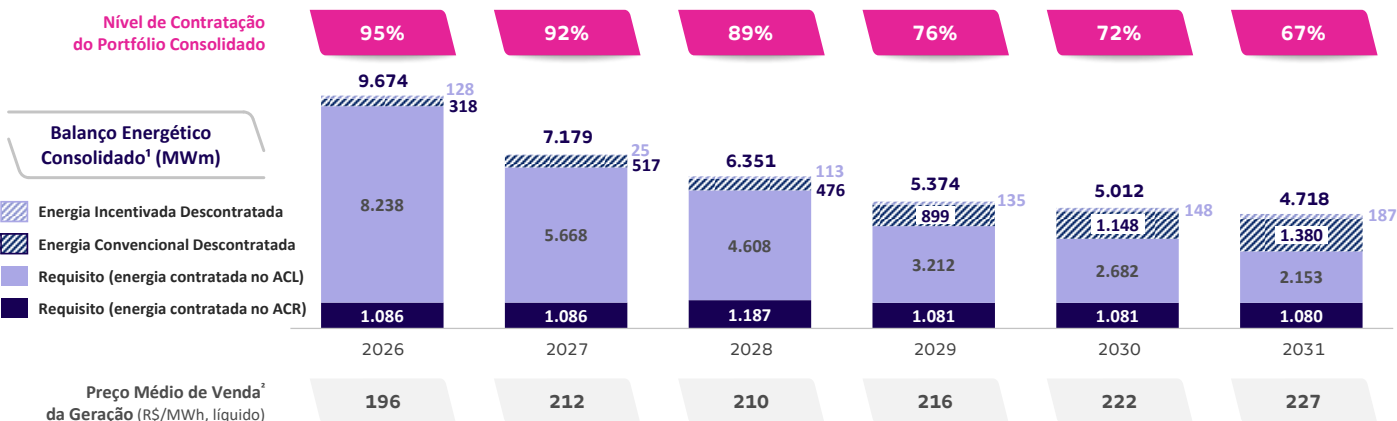
Destaques Financeiros

EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões (-12,4% vs. 2T25), influenciado por:

- Menor recurso eólico, com desvio negativo de 4,4 p.p. em relação à certificação dos ativos no 2T26 e maior curtaíment.
- Curtaíment de R\$ 97,8 milhões no trimestre, sendo em grande parte mitigado pelos R\$ 70,5 milhões em ganhos de modulação no período.
- Menor resultado da Comercializadora em 2026, dada menor margem de comercialização.

Redução da dívida líquida, com **ligeiro aumento da alavancagem** (5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses.

Balanco Energético Consolidado





**2Q
26**

**Earnings
Release**

AUGUST
2026

CONTENTS

Highlights	4
Message from Management	6
Electricity Market	8
Operational Performance.....	11
Hydro	11
Wind.....	12
Solar	13
Curtailment and Modulation Gains	15
Energy Balance.....	16
Consolidated Energy Balance	16
Energy Balance - Generation Segment	16
Energy Balance - Trading Segment	18
Energy Balance of Noncontrolling Interests.....	19
Consolidated Financial Performance	20
Financial Performance – Generation Segment	27
Financial Performance of the Trading Segment	28
Financial Performance of Noncontrolling Interests.....	29
Other Material Information	30
Ordinance No. 140/2026 on the Commitment Term for Curtailment	30
Corporate Reorganization	30
Contingent Liabilities.....	31
Quarterly Overview	33

Earnings Call

August 06, 2026

(In Portuguese with simultaneous translation into English)

10:00 a.m. (Brasília) | **9:00 a.m.** (New York) | **2:00 p.m.** (London)

[Click here](#) to view the webcast

Earnings Presentation available at: ri.aurenenergia.com.br

Contact Information

Investor Relations

- **Mateus Ferreira** (Financial and Investor Relations Vice President)
- **Marcelo Sá** (Investor Relations Officer)
- **Juliana Ramirez** (Investor Relations Manager)
- **Emille Reckia** (Investor Relations Consultant)
- **Bruna Freixo** (Investor Relations Analyst)
- **Bruno Tavares** (Investor Relations Analyst)

ri@aurenenergia.com.br

ri.auren@aurenenergia.com.br

As of June 30, 2026:

AURE3:
R\$ 11.60

Market Cap:
R\$ 12.2 billion

Highlights

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

Portfolio resilience: the Company achieved **modulation gains of R\$ 70.5 million**, partly mitigating the curtailment impact of R\$ 97.8 million. The total modulation gain was **75% higher** than in 2Q25 (R\$ 40.4 million). This result reflects the Company's hourly generation profile, higher price volatility and higher average settlement prices during the quarter. In 6M26, the net effect of the portfolio is a negative R\$ 16.3 million, resulting from a curtailment impact of R\$ 184.0 million, partially offset by a positive modulation effect of R\$ 167.7 million.

Financial management discipline: **net debt decreased by R\$ 194.2 million** in the quarter, while leverage rose marginally to 5.3x Net Debt/Adjusted EBITDA, due to the decline in EBITDA over the last 12 months (LTM). The **deleveraging trajectory remains on track**, with stabilization in 2026 and a decline from 2027 onward.

Adjusted EBITDA: Auren recorded **an Adjusted EBITDA of R\$ 858.9 million in 2Q26**, a 12.4% decrease compared to the same period last year, reflecting the **lower results from the Trading segment** along with the **reduced wind resources** and higher curtailment compared to the same period in 2025.

Progress in corporate reorganization: Auren concluded the **first phase of the Corporate Reorganization** (Phase 1) on May 31, 2026, upon merging Auren Participações into Auren Operações. The final stage, i.e. the merger of Auren Operations into Cesp (Phase 2), was approved by the Company on June 24, 2026, and remains subject to the implementation of precedent conditions, including regulatory approvals.

Construction of Cajuína 3: the implementation of Cajuína 3, with an installed capacity of 112.1 MW, is progressing **according to the planned schedule and budget**, with approximately 88% of the project completed. The commissioning activities are in the final phase, with the first 6 wind turbines in test operation as of the publication date of this document. The regulatory tests and validations will continue over the coming months in preparation for **full commercial operation, expected in December**. During the testing period, the energy generated is settled at PLD.

Curtailment compensation: on July 21, 2026, the MME published Normative Ordinance No. 140, regulating the **procedures for financial compensation** of wind and solar generators affected by generation cuts due to electrical reliability or external unavailability from September 2023 to November 2025. The regulation outlines the steps for implementing compensation, including **expression of interest by agents, assessment and classification of cuts, and determination of amounts**. The Company estimates compensation of around **R\$ 300 million** and is evaluating the feasibility of expressing interest to participate in the mechanism by August 10, 2026, as stipulated in the Ordinance.

Pró-Ética Seal: on July 1, 2026, Auren Energia received the Pró-Ética Seal, a **recognition granted by the Office of the Comptroller General (CGU)** to companies that stand out for adopting effective integrity and anti-corruption programs. Obtained in the Company's first participation in the assessment process, the certification **reinforces Auren's commitment to high standards of ethics, governance and transparency**, strengthening its ESG agenda and the generation of sustainable value for its stakeholders.

Period Overview – Operational and Financial Information

Operational Highlights Generation (MWavg)	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Hydro	1,943.3	1,784.4	8.9%	2,002.4	2,178.4	-8.1%
Wind ¹	1,152.5	1,279.2	-9.9%	994.8	1,137.8	-12.6%
Solar ¹	154.6	144.3	7.2%	170.7	174.6	-2.2%
Total Proprietary Assets	3,250.5	3,207.9	1.3%	3,167.9	3,490.8	-9.3%
Noncontrolling Interests (NCI) in Hydroelectric Assets ²	262.8	223.4	17.6%	203.5	191.4	6.3%
Total Proprietary Assets and NCIs	3,513.3	3,431.3	2.4%	3,371.4	3,682.3	-8.4%

Operational Highlights Average Availability	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Wind	92.8%	93.5%	-0.7 p.p.	93.4%	92.8%	0.6 p.p.
Solar	98.6%	98.6%	n.a.	98.5%	97.2%	1.3 p.p.

Financial Headlines (R\$ mn)	2Q26	2Q25 proforma	Change	6M26	6M25 proforma	Change
Net Revenue	3,055.5	2,885.5	5.9%	6,130.0	5,837.8	5.0%
Generation	1,765.7	1,596.8	10.6%	3,468.9	3,217.8	7.8%
Hydro	1,001.9	1,025.7	-2.3%	2,028.4	2,015.0	0.7%
Wind	697.7	638.6	9.3%	1,284.2	1,236.8	3.8%
Solar	101.6	107.3	-5.3%	235.0	237.9	-1.2%
Generation eliminations	(35.5)	(174.8)	-79.7%	(78.7)	(272.0)	-71.1%
Trading	1,999.5	1,894.2	5.6%	4,024.6	3,682.0	9.3%
Eliminations	(709.7)	(605.4)	17.2%	(1,363.4)	(1,061.9)	28.4%
Adjusted EBITDA³	858.9	980.6	-12.4%	1,784.8	2,185.9	-18.4%
Generation	902.1	946.4	-4.7%	1,879.5	2,003.1	-6.2%
Hydro	452.1	461.7	-2.1%	1,067.7	1,038.6	2.8%
Wind	387.4	432.9	-10.5%	694.9	827.3	-16.0%
Solar	62.5	51.9	20.5%	116.9	137.2	-14.8%
Trading	(17.2)	53.0	n.a.	(41.0)	214.7	n.a.
Holding Company and Pipeline	(25.9)	(18.8)	38.0%	(53.7)	(31.9)	68.5%
Adjusted EBITDA Margin	28.1%	34.0%	-5.9 p.p.	29.1%	37.4%	-8.3 p.p.
Net Profit	(379.1)	(562.9)	-32.7%	(980.7)	(508.9)	92.7%
Net Debt	18,907.5	18,748.2	0.8%	18,907.5	18,748.2	0.8%
Leverage	5.3x	4.8x	0.5x	5.3x	4.8x	0.5x

Note: Given the development of the Company's intersegment expenses sharing methodology, we began reporting the open generation EBITDA between hydropower sources in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 2Q26 and 6M26 data, the figures related to the 2025 Financial Statements by segment are presented on an unaudited pro-forma basis, and include the apportionment methodology applied to the Company since 01/01/2025, solely to facilitate a comparative analysis.

¹ Includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability (REL), after reaching the allowance. For wind energy, this includes 100% of the Installed Capacity from Tucano Holding III (155 MW), a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

² Generation from NCI assets was weighted by Auren's indirect economic interest.

³ Adjustments detailed in the "Financial Performance" section.

Message from Management

The second quarter of 2026 brought an important change in the short-term price dynamics of the energy market. After a start of the year characterized by high prices, improved hydrological conditions, along with lower-than-expected demand and the incorporation of LRCAP into the pricing model, led to a significant reduction in short-term energy prices over the quarter. In the Southeast submarket, the average PLD fell from R\$ 308/MWh in 1Q26 to R\$ 207/MWh in 2Q26.

This movement was in line with the outlook we have consistently communicated to investors and analysts since the beginning of the year, indicating that the price curve traded in the energy market included a significant premium compared to the scenarios assessed by the Company in its simulation models. The price evolution observed during the quarter thus confirmed our expectation and contributed positively to Auren's performance, given our short position for this quarter.

The price reduction trend also extended into the third quarter, with successive significant declines compared to the levels observed at the beginning of the year. Although prices have receded, the market price curve still includes a significant premium for the fourth quarter, mainly reflecting the uncertainties associated with the possible impacts of El Niño on temperatures and consequently on system demand, in addition to low market liquidity and uncertainties regarding the start of the next wet season. As disclosed in our energy balance, Auren does not have significantly short exposure in 2027, even considering the effects of GSF and curtailment.

Operationally, we continue to demonstrate the resilience of our portfolio in the face of challenges faced by renewable sources in the National Interconnected Grid (SIN). Modulation gains totaled R\$ 70.5 million in the quarter, growing 75% compared to the same period last year, offsetting a significant portion of the curtailment impact, which totaled R\$ 97.8 million in the period. The results reflect the combination of the Company's generation profile by hour, increased price volatility, and high PLD levels throughout the quarter. The YTD net effect of the portfolio is a negative R\$ 16.3 million, resulting from a curtailment impact of R\$ 184.0 million, partially offset by a positive modulation effect of R\$ 167.7 million.

Moreover, we observed an increase in the volume of energy associated with generation cuts compared to the same period last year. The total curtailment recorded for wind sources in the SIN reached 15.7% of potential generation in the quarter, above the levels recorded in the second quarter of 2025 and in line with the high levels observed since the beginning of this year. For solar sources, restrictions remained even more severe, reaching 25.8% in the quarter, surpassing the restriction recorded in 2Q25 and nearly 10 p.p. above the first quarter of 2026.

From an operational standpoint, the quarter was marked by distinct dynamics among the different portfolio sources. The gradual improvement in hydrological conditions contributed to higher hydroelectric generation than observed in the same period of the previous year, with the system's GSF reaching 99% in the quarter. Additionally, wind assets were impacted by wind resources below the levels expected under the assets' certification, which, combined with the curtailment levels recorded, resulted in generation equivalent to 92% of P90. Nevertheless, the diversification among sources and our commercial flexibility allowed us to mitigate part of the operational challenges faced by renewable sources during the period.

Despite operational resilience, the impacts of lower wind resources and lower results from the Trading Company negatively affected the quarter's outcome. We consequently recorded an adjusted EBITDA of R\$ 858.9 million in 2Q26, a decrease of 12.4% compared to the same period last year. Net debt decreased by R\$ 194.2 million in the quarter, while leverage ended at 2Q26 at 5.3x Net Debt/Adjusted EBITDA, slightly above the previous quarter due to the drop in EBITDA over the last 12 months. The deleveraging trajectory remains on track, with stabilization in 2026 and a decline beginning in 2027.

Capex totaled R\$ 139.4 million this quarter, driven by the construction of Cajuína 3 (R\$ 69.5 million) and the modernization of hydroelectric plants, in addition to recurring maintenance Capex. Elsewhere, there were no disbursements related to regulated contract reimbursements, given the ongoing regulatory discussion about compensation mechanisms associated with curtailment.

On the growth front, the Cajuína 3 project (112.1 MW) continues to progress according to the planned schedule and budget, with approximately 88% of the project completed. The commissioning activities are in the final phase, with part of the wind turbines already in operation and undergoing testing as of the publication date of this document, with the energy generated during this period being settled at PLD. The regulatory tests and validations will continue over the coming months in preparation for full commercial operation, expected in December. Cajuína 3 represents another important step in our strategy to expand the renewable portfolio.

We also remain attentive to selective growth opportunities that offer returns compatible with our capital allocation discipline. We are therefore closely monitoring the development of the battery auction scheduled for December 2026. The project registration phase concluded in July, while the publication of the project roll-out margins is expected in September.

On the regulatory front, we have been actively participating in discussions about curtailment with the government, ANEEL, and other industry entities. Our focus remains on the regulation of compensations already approved by law, which would mitigate the negative effects of curtailment and create a more favorable environment for the expansion of renewable energy supply in Brazil. On July 21, the MME published an Ordinance containing the Commitment Agreement for financial compensation to generators affected by cuts from September 2023 to November 2025. As part of the process, in the coming days, interested parties must express their interest in signing the Agreement, followed by the procedures for

determining, validating, and formalizing the compensation amounts, which are expected to continue into next year. In light of this, we continue to assess the impacts of the regulation and conduct the necessary internal analysis and approval processes for potential adherence to the Agreement. We view the Ordinance as an important advancement, but the definition of the curtailment compensation rule from December 2025 remains uncertain, depending on regulation from ANEEL. While the publication of the Ordinance represents a significant advancement in addressing the impacts already observed, we continue to advocate for the construction of a structural and definitive regulatory solution for curtailment that can restore predictability and stability to a segment crucial for the expansion and sustainability of the Brazilian Electric Sector.

We have also made progress on a key strategic front with the completion of the first phase of the corporate reorganization, which involved the merger of Auren Participações into Auren Operações. We also advanced to stage two of the process (the merger of Auren Operações into CESP), which has been approved by the Company and is currently subject to fulfilling precedent conditions, including regulatory approvals. This initiative reinforces our commitment to consolidating a simpler and more efficient corporate structure, concentrating hydroelectric assets within a single entity (CESP), reducing the number of publicly traded subsidiaries, and enhancing cash and debt management efficiency.

Despite the sectoral challenges faced, we have consistently advanced our strategic priorities. We believe that the initiatives implemented throughout the half strengthen Auren to seize growth opportunities, enhance its operational efficiency, and continue generating sustainable value for its shareholders and other stakeholders.

Fabio Zanfelicce
CEO

Mateus Ferreira
Chief Financial and Investor
Relations Officer

Electricity Market

Following a rainy season with significantly below Long Term Average (LTA) Streamflow Energy (ENA) in most of the country (ENA from October 2025 to January 2026 was only 67% of LTA, the 3rd worst in history), the situation reversed in February, leading to a consistent recovery of the Southeast-Midwest (SE/MW), Northeast (NE), and North (N) subsystem reservoirs, with only the South (S) subsystem remaining at low storage levels. However, from May, with the onset of the rainy season in the south of the country, abundant rainfall was observed in most of the river basins in that region, resulting in an ENA of 112% LTA, significantly contributing to the recovery of the subsystem's reservoirs. Over the month of May, there was a 30 p.p. increase in reservoir levels in the Southern subsystem, after reaching the minimum operational volume of 30% in April. In the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket, the average ENA reached 87% in 2Q26, notably in June, which recorded an ENA of 94% LTA. These conditions allowed for maintaining comfortable storage levels in the SIN.

The combination of more favorable atmospheric wind currents and the gradual warming of the Pacific Ocean contributed to concentrating rainfall in the South and SE/MW during 2Q26, while the Northeast and North regions experienced drier conditions than usual for the period.

The ENA of the National Interconnected Grid (SIN) in 2Q26 was 4 p.p. higher than the same period the previous year, hitting 82% LTA, compared to 78% LTA seen in 2Q25. Compared to the previous quarter (79% LTA in 1Q26), there was a 3 p.p. increase.

Gross Monthly Natural Streamflow (ENA) in the SIN (GWavg)

Gross ENA/ LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	2Q	6M
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	78%	82%
2026	63%	82%	90%	82%	84%	81%	-	-	-	-	-	-	82%	80%

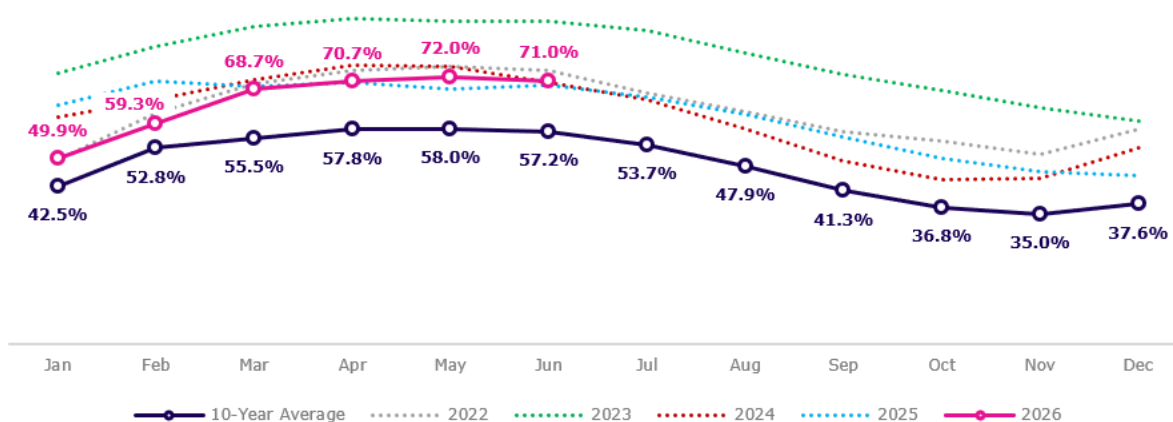
Source: ONS

Temperatures in the Southeast/Midwest remained below the climatological average for the fifth consecutive quarter, particularly in June, when deviations were more pronounced. There was no significant thermal contrast compared to the previous year, as 2Q25 also had below-average temperatures.

Despite the demand in the SIN growing by 3.2% compared to 2Q25, temperature behavior continued to impact energy consumption in the system. As a result, the global load recorded reached an average of 81.8 GW in 2Q26, about 2% below ONS's projection (PLAN 2026-30¹).

Given the improved hydrological conditions in the South, unexpected rainfall in the Southeast, and reduced load due to lower temperatures, reservoir levels remained stable in 2Q26, mostly between 70% and 72% of maximum capacity throughout the quarter. As a result, 2Q26 ended with 71% storage, which is 13 p.p. above the ten-year average and 1 p.p. higher than at the end of 2Q25.

SIN Reservoir Levels (% Maximum Energy Stored)



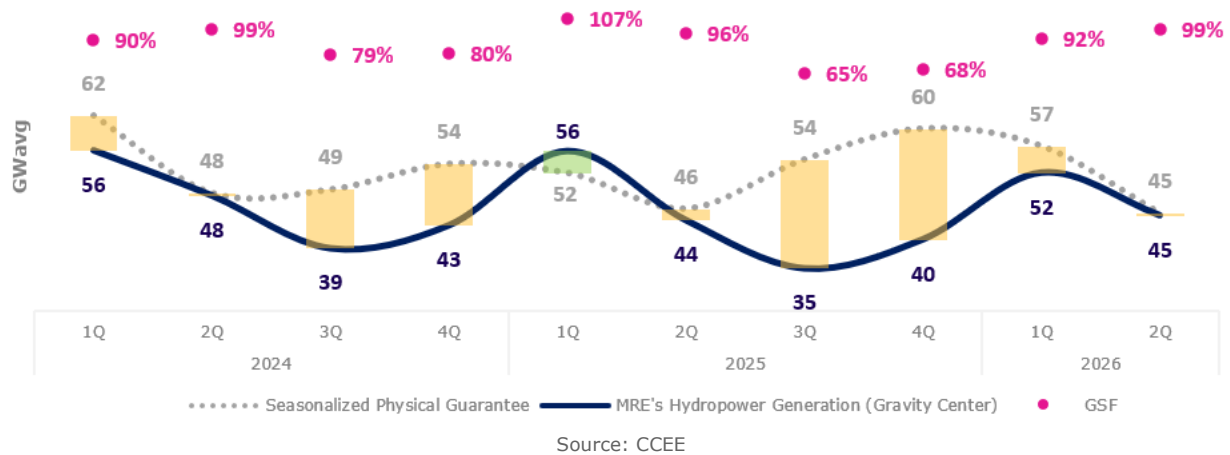
Source: ONS

Regarding MRE hydroelectric generation, 2Q26 recorded 45 GWavg, about 1 GWavg higher than 2Q25, reflecting more favorable hydrological conditions compared to the same period the previous year. Meanwhile, the GSF observed in 2Q26 (99%) gained 3 p.p. on 2Q25 (96%), of which 2 p.p. is due to higher hydroelectric generation and 1 p.p. from lower firm

¹ Annual Energy Operation Planning Report 2026-2030 publication in December 2025.

energy allocation by MRE participants in the second quarter (45 GWavg in 2Q26 vs. 46 GWavg in 2Q25), as illustrated in the chart below.

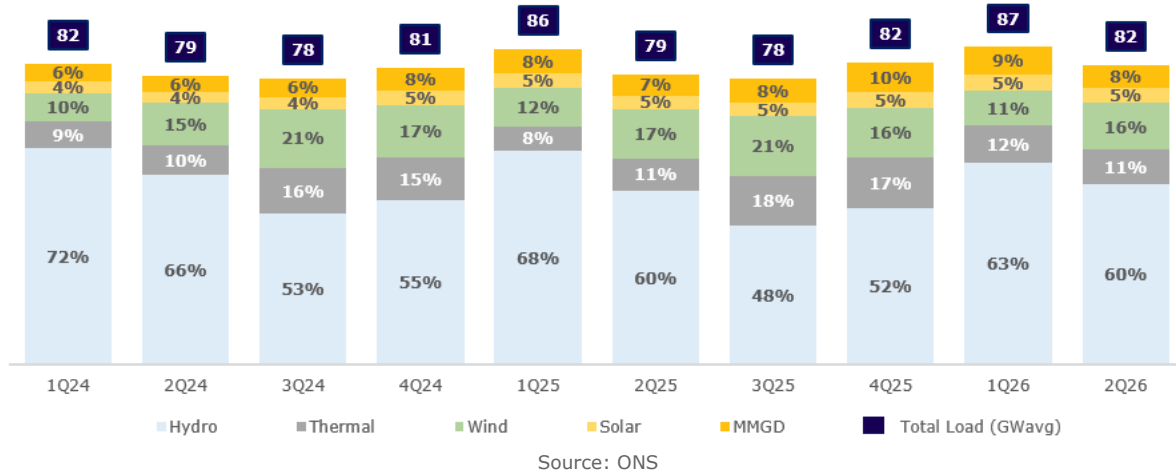
Hydro Displacement (% GSF)



Solar generation, including both centralized plants and distributed micro and mini generation (MMGD), continued increasing its share in meeting SIN load. It contributed 10.1 GWavg (approximately 13% of load) in 2Q26, compared to 9.4 GWavg in 2Q25 (12% of load). Moreover, wind generation reduced its share in load supply by 1 GWavg (-1 p.p.) compared to 2Q25, in response to reduced wind resource between quarters (14.4 GWavg in 2Q26 vs. 14.9 GWavg in 2Q25) and higher generation curtailment.

Hydroelectric generation remained stable in meeting the load, accounting for 60% in both 2Q26 and 2Q25. A similar pattern was observed in thermal generation, maintaining an 11% share in meeting the load in both periods mentioned.

Energy Balance (SIN) – Contribution by Source to Load Supply (GWavg)



The PLD in the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket averaged R\$ 207/MWh in the quarter, with intraday volatility of 45%, a significant decrease compared to an average PLD of R\$ 216/MWh in 2Q25 and intraday volatility of 42%. Moreover, in the Northeast (NE) submarket, because of lower wind resources, the average PLD was higher than recorded the previous year (R\$ 164/MWh in 2Q26 vs. R\$ 154/MWh in 2Q25), thus closing the gap with SE/MW (-R\$ 43/MWh in 2Q26 vs. -R\$ 62/MWh in 2Q25). In the Southern submarket, the gap compared to SE/MW was greater than last year (R\$ 24/MWh in 2Q26 vs. R\$ 8/MWh in 2Q25).

As observed in previous quarters, the most significant price variations throughout the day continued to be concentrated between late afternoon and early evening. The intraday price volatility in the SE/MW submarket of 45% in the quarter shows an increase compared to the 42% observed in 2Q25, primarily due to the increase in installed MMGD capacity and the increase in exchange limits, directly impacting the daily net load curve, which has been intensifying over the years.

In line with the changing hydrological conditions observed over the first six months of 2026, the PLD showed a downward trend compared to the first and second quarters. After starting the year at a high level, with an average PLD of R\$ 308/MWh in the SE/MW submarket in 1Q26, the price fell in 2Q26, reflecting an improvement in the system's supply conditions,

driven by the recovery of inflows and the load reduction in the SIN. Despite the decline in the average price, intraday volatility remained high, in line with the greater variability of prices throughout the day.

Average PLD and Volatility by Submarket (R\$/MWh)

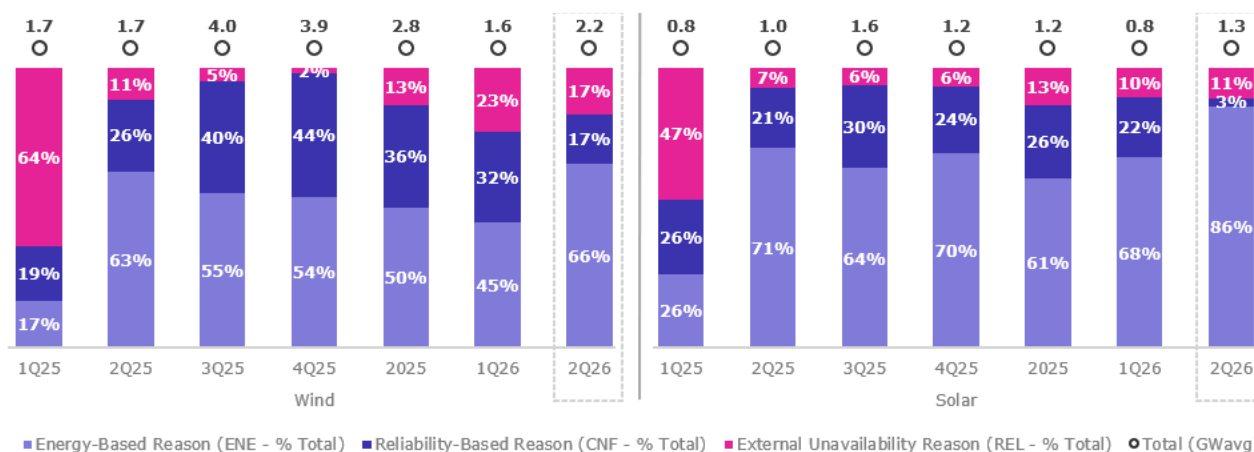
	PLD by Submarket (R\$/MWh)						Intraday Volatility (%)					
	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
SE/MW	206.6	216.4	-4.5%	257.1	189.5	35.7%	45%	42%	3 p.p.	45%	32%	13 p.p.
South	230.8	224.3	2.9%	294.0	194.4	51.2%	34%	39%	-6 p.p.	32%	30%	2 p.p.
Northeast	163.5	154.1	6.1%	224.8	106.8	110.5%	43%	34%	9 p.p.	46%	24%	22 p.p.
North	165.2	154.6	6.9%	225.9	107.0	111.1%	42%	33%	9 p.p.	45%	24%	21 p.p.

Source: CCEE

Finally, based on ONS data, 2Q26 showed an increase in generation curtailments compared to 2Q25. For wind generation in the SIN, total curtailment in 2Q26 was 15.7% (2.2 GWavg), significantly above the 11.7% (1.7 GWavg) recorded in 2Q25 and the 14.9% (1.6 GWavg) in the first quarter of 2026. For solar sources, the curtailment was 25.8% (1.3 GWavg) for the quarter, surpassing the 22.7% (1.0 GWavg) from 2Q25 and significantly higher compared to 16.2% (0.8 GWavg) in the first quarter of 2026.

Curtailments for electrical reasons, eligible for compensation after reaching the allowance threshold, accounted for 17% for wind and 11% for solar curtailments, above the amount observed in 2Q25, when curtailments classified as electrical reasons stood at 11% and 7% respectively.

Percentage Share of Curtailments by Reason (GWavg, % of Total)



The dynamics outlined above highlight both the challenges during the quarter, especially those imposed by curtailment, and the opportunities for securing modulation gains under the current PLD dynamics.

Operational Performance

In this section, we present the Company's operational performance, which reflects its ability to adapt to different weather and market conditions and demonstrates the resilience of Auren's portfolio.

Installed Capacity and Generation¹ by Source

Source	Installed Capacity (MW)	Firm Energy (MWavg)	Generation ¹ (MWavg)					
			2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Hydro ²	4,198.4	2,074.6	1,943.3	1,784.4	8.9%	2,002.4	2,178.4	-8.1%
Wind ³	3,100.4	1,499.0	1,152.5	1,279.2	-9.9%	994.8	1,137.8	-12.6%
Solar	876.4	238.2	154.6	144.3	7.2%	170.7	174.6	-2.2%
Total Proprietary Assets	8,175.3	3,811.8	3,250.5	3,207.9	1.3%	3,167.9	3,490.8	-9.3%
Noncontrolling Interests (NCI) ⁴	547.5	265.3	262.8	223.4	17.6%	203.5	191.4	6.3%
Total Proprietary Assets and NCIs	8,722.8	4,077.2	3,513.3	3,431.3	2.4%	3,371.4	3,682.3	-8.4%

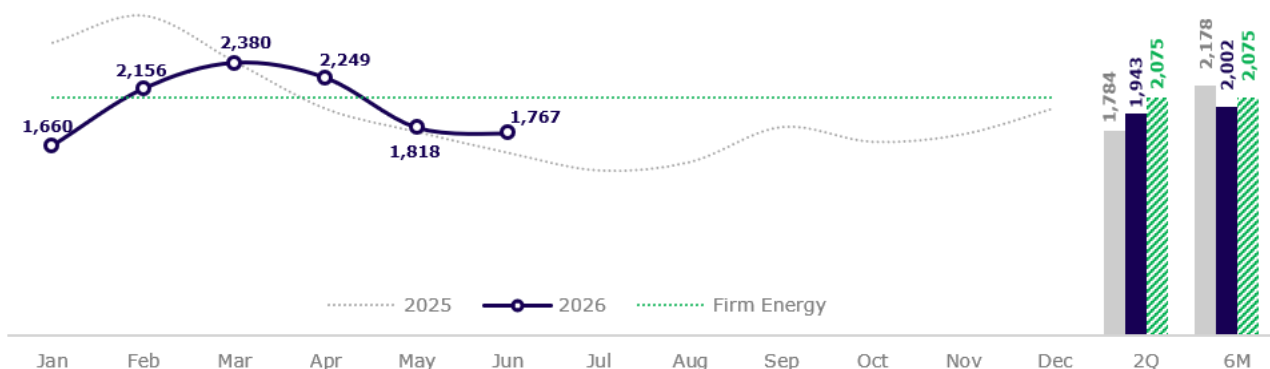
Hydro

Auren's proprietary hydropower assets generated 1.9 GWavg in the second quarter of 2026, representing an 8.9% increase compared to the same period of the previous year. Despite the progress, energy production was 6.2% below the firm energy for the quarter, reflecting seasonality and less favorable hydrological conditions during this period.

In the first six months of the year, production reached 2.0 GW average, 8.1% lower compared to the same period last year. Thus, despite the improvement seen in the second quarter, accumulated hydro dispatches in 2026 remain lower than the previous year, indicating a more restrictive operation throughout the half.

The chart below shows hydro plant generation since the beginning of the year:

Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)²



In 2Q26, the Verified Availability Index (IDv60) remained above ANEEL's benchmark values at the main hydroelectric plants in the portfolio—Porto Primavera and Água Vermelha – which jointly represent 70.2% of the Company's installed hydroelectric capacity. For the plants where the indicators remain below the benchmark thresholds – equal to 24.1% of Auren's hydro capacity—the performance primarily reflects isolated events from previous periods, such as major scheduled maintenance activities or specific operational incidents.

Additionally, the Company conducted a structured diagnostic of the assets, focusing on identifying opportunities to strengthen operational reliability and mitigate potential risks to future performance. The results supported the revision and

¹ For wind and solar sources, this includes actual generation plus the energy to be compensated due to curtailment classified as External Unavailability ("REL"), after reaching the allowance.

² Includes generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs. Does not include Paraibuna HPP.

³ For wind energy, this includes 50% of the Installed Capacity from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). The asset has 155 MW of total Installed Capacity, of which 77.5 MW reflects Auren's ownership stake. For the operational data of the joint venture, a 100% ownership interest is assumed.

⁴ The data on installed capacity and generation were weighted according to Auren's indirect economic interest in the hydroelectric assets.

rescheduling of the multi-year maintenance plan, directing investments and interventions towards the most impacted equipment. This approach aims to enhance asset reliability, preserve operational availability, and sustain performance indicator growth in future regulatory cycles.

Wind

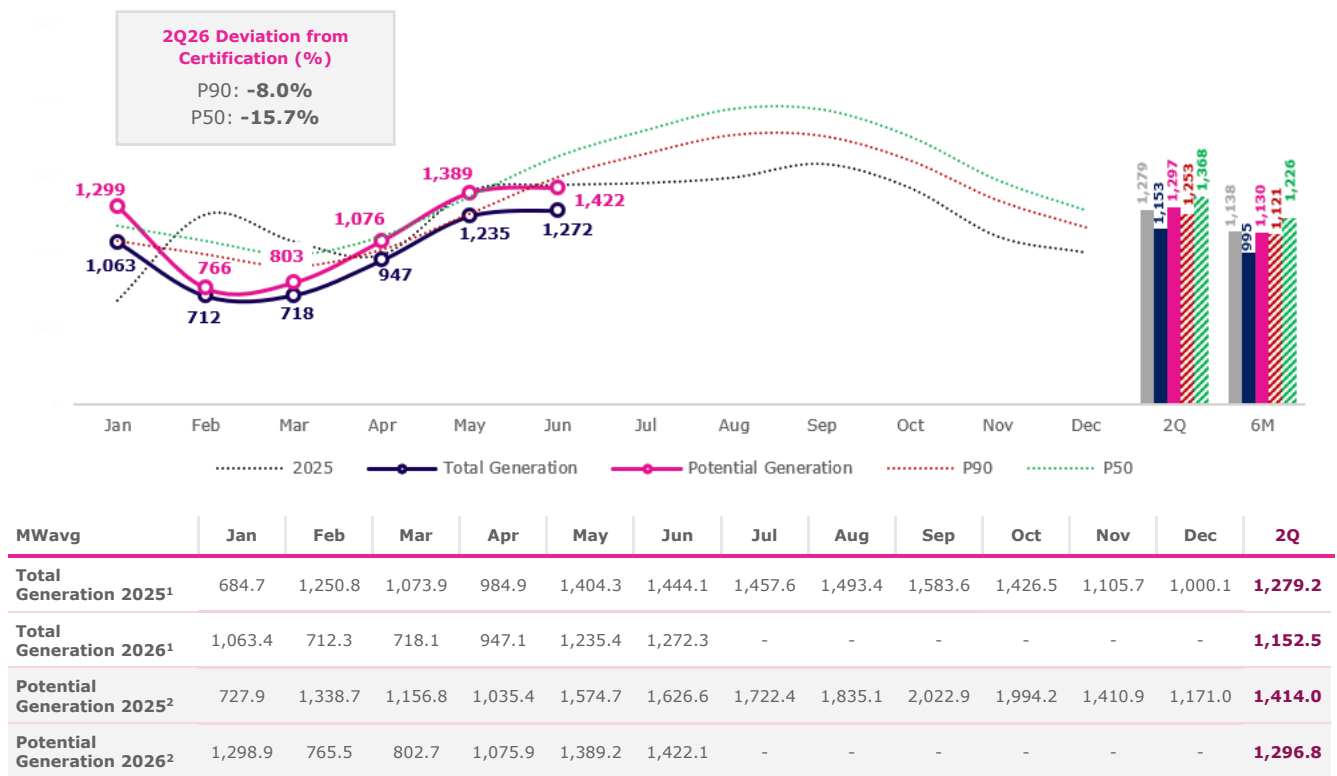
The performance of wind assets during the quarter reflected a combination of increased curtailment levels and lower-than-expected resources than the asset certification. Total generation¹ reached 1,152.5 MWavg in 2Q26, which is 84.3% of percentile 50 (P50) and 92.0% of percentile 90 (P90), while potential generation² reached 94.8% and 103.5% of P50 and P90, respectively.

Generation was 9.9% lower than the same period last year, also reflecting the effects influencing the quarter's performance related to certification.

Compared to 1Q26, total generation in 2Q26 was 38.0% higher, mainly driven by the seasonality effect of the source (expected generation in Q2 is 26% higher than in Q1), while the impact of curtailment remained at similar levels between the second and first quarter of 2026.

The chart below presents the monthly performance of (i) total generation, consisting of actual energy output plus the reimbursable share of energy not produced due to electricity curtailments; (ii) potential generation; and (iii) the 50th and 90th percentile certification benchmark values.

Wind Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



Due to tri-annual shutdowns at Ventos do Piauí I substations in April and maintenance at Tucano, Cajuína, and Mandacaru in May, wind asset availability reached 92.8% in 2Q26, a reduction of 0.7 p.p. compared to the same period in 2025. Over the half, there was a 0.6 p.p. improvement compared to the results observed in 6M25. These results highlight the maturity in the process of recovering operational performance for the incorporated clusters. Even though availability was impacted by scheduled outages during the period, part of this effect is compensable, as stipulated in the minimum availability contractual obligations of the Full Scope Agreement (FSA) maintenance contracts with manufacturers where wind turbine maintenance is fully outsourced.

¹ Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

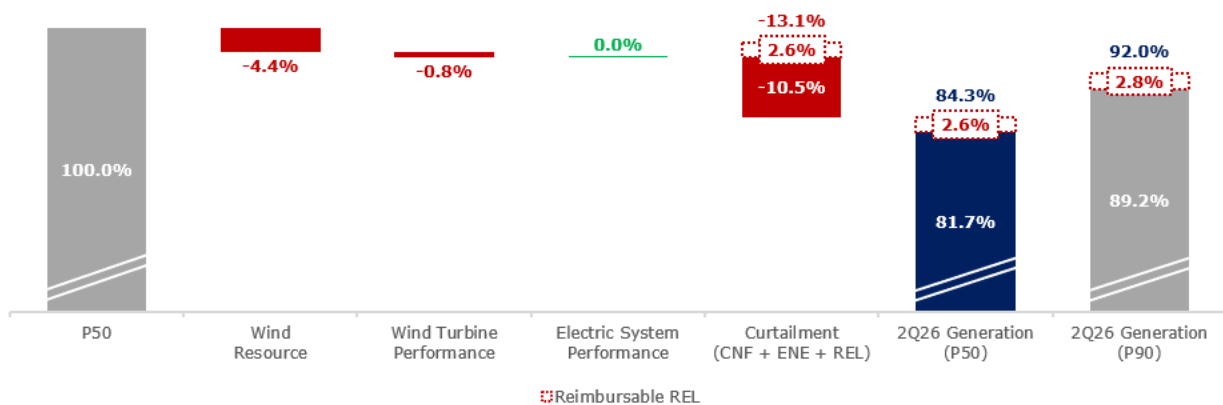
² Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

Wind Portfolio - Consolidated Average Availability

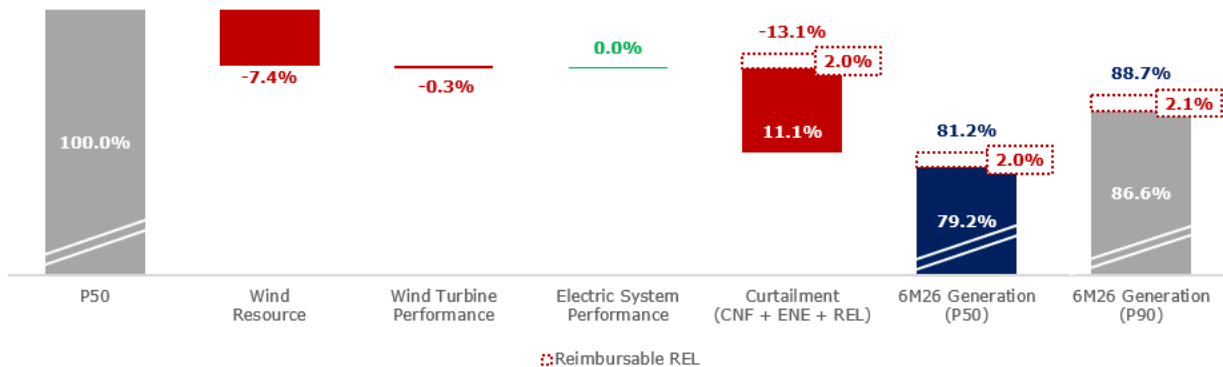
Average Availability (Consolidated)	1Q	2Q	3Q	4Q	6M
2025	92.0%	93.5%	94.8%	94.2%	92.8%
2026	94.0%	92.8%	-	-	93.4%

Considering total generation, the wind portfolio reached 84.3% of P50 in 2Q26, as shown in the graph below. As mentioned earlier, performance was mainly impacted by the curtailment observed within the quarter, which reduced expected generation by 13.1 p.p., of which 10.5 p.p. are related to the non-reimbursable portion and 2.6 p.p. to the cuts classified as reimbursable REL. The remaining difference compared to certification is primarily explained by the behavior of the wind resource during the period, which independently reduced generation by 4.4%.

Wind Portfolio – Consolidated Generation Performance in 2Q26 (P50 indexed to 100)¹



Wind Portfolio – Consolidated Generation Performance in 6M26 (P50 indexed to 100)



Solar

Solar asset energy production plus the reimbursable portion of generation curtailment classified as External Unavailability (REL), was 154.6 MWavg in 2Q26. In the quarter, total generation represented 67.8% of percentile 50 (P50) and 74.0% of percentile 90 (P90) as defined by the certification for farm generation, whereas potential generation² reached 95.2% and 103.9% of P50 and P90, respectively.

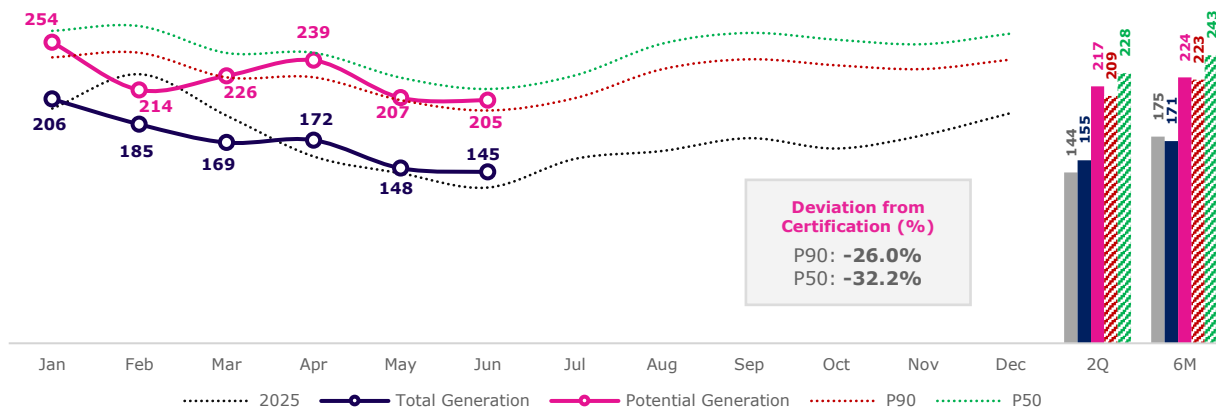
Compared to 2Q25, this quarter's generation was 7.2% higher, mainly due to better resources, while the curtailment remained at similar levels when considering the reimbursable and non-reimbursable portions. Quarterly generation was 17.3% lower than in 1Q26, primarily due to seasonal effects (expected generation in Q2 is 12% lower than in Q1), combined with a more negative deviation in curtailment considering reimbursable and non-reimbursable portions.

¹ The curtailment figures in this subsection refer to the Company's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment Impact and Modulation Gains" section, which are based on data published by ONS.

² Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the ONS.

The chart below presents the monthly comparison of: (i) total generation – consisting of actual energy output plus the share of energy not produced due to REL restrictions (compensable); (ii) potential generation – representing actual generation plus the share of energy not produced due to various ONS-imposed restrictions; and (iii) the 50th and 90th percentile certification values.

Solar Assets – Energy Generation and Certified Values for P50 and P90 (MWavg)



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	2Q
Total Generation 2025¹	198.3	227.2	192.3	157.8	143.6	131.5	155.7	162.4	173.2	164.5	175.8	194.3	144.3
Total Generation 2026¹	206.2	184.9	169.5	171.6	147.8	144.8	-	-	-	-	-	-	154.6
Potential Generation 2025²	227.7	256.1	242.3	203.9	212.1	206.4	218.6	255.8	270.1	257.4	240.2	245.9	207.5
Potential Generation 2026²	254.1	214.0	225.9	238.9	207.3	205.3	-	-	-	-	-	-	217.1

Solar asset availability reached 98.6% in 2Q26, in line with the same period of 2025 and a slight advance relative to 1Q26. In the accumulated first half, it reached an average availability of 98.5%, exceeding the accumulated first half of 2025 by 1.3 p.p., as presented in the table below.

Solar Portfolio - Consolidated Average Availability

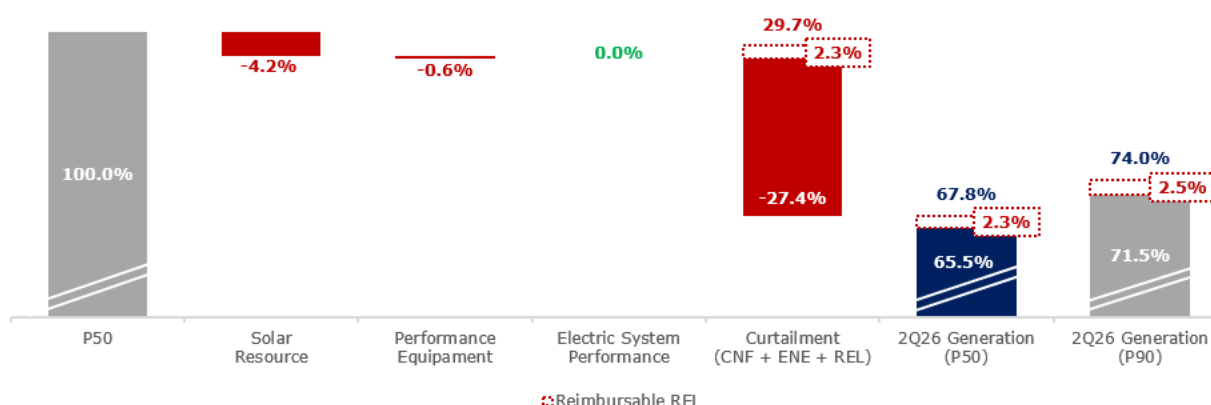
Average Availability of Assets	1Q	2Q	3Q	4Q	6M
2025	95.9%	98.5%	99.0%	98.8%	97.2%
2026	98.4%	98.6%	-	-	98.5%

As shown in the chart below, the solar portfolio's production reached 67.8% of P50 in 2Q26. The main impact on the solar assets' performance during the second quarter is related to curtailment, which reduced the expected generation by 29.7 p.p, of which 27.4 p.p. are related to the non-reimbursable portion and 2.3 p.p. related to reimbursable REL curtailment.

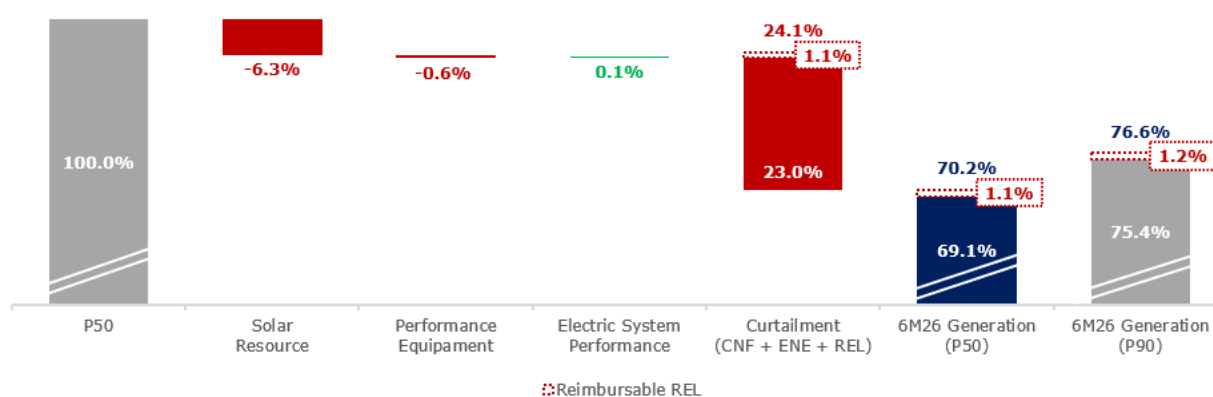
¹ Total generation = energy produced + portion of energy not generated due to electrical constraint curtailment.

² Potential generation = energy produced + portion of energy not produced due to various types of restrictions imposed by the National System Operator (ONS).

Solar Portfolio – Consolidated Generation Performance in 2Q26 (P50 indexed to 100)¹



Solar Portfolio – Consolidated Generation Performance in 6M26 (P50 indexed to 100)¹



Curtailment and Modulation Gains

Important: the curtailment data in this section references figures published by the ONS and differ from those in the "Wind and Solar" sections, which rely on the Company's internal estimates.

The table below presents the curtailment percentages for the wind and solar sources in Auren's portfolio, calculated as a percentage of Potential Generation and of the 50th percentile (P50), and SIN curtailment. We are also presenting the financial impact of *curtailment* for the Company and the benefits of modulation gains captured by its diversified asset portfolio and its generation profile against short-term price (PLD) variations, since most energy sales contracts in the Free Contracting Environment (ACL) have a flat profile.

In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio, excluding the compensable portion of REL curtailments after the allowance had been met, was R\$ 98 million, a 13.5% increase compared to 1Q26. R\$ 5 million of this total denotes the non-compensable portion (before the hours allowance is reached) of REL-classified curtailments, R\$ 14 million denotes reliability-based curtailments and R\$ 79 million energy curtailments.

Modulation gains totaled R\$ 70.5 million in 2Q26. Although lower than those recorded in 1Q26, due to a decrease in price levels observed throughout the quarter, these gains remained significantly above 2Q25 and offset most of the negative impact of curtailment, resulting in a negative net impact of R\$ 27.3 million on the Company's results.

In the first six months of the year, the net modulation effect was R\$ 16.3 million, as a result of a total curtailment impact of R\$ 184.0 million with R\$ 167.7 million in modulation over the period.

¹ The curtailment figures in this subsection refer to the Company's internal data and differ from the figures presented in the "Curtailment Impact and Modulation Gains" section, which are based on data published by ONS.

Curtailment and Modulation Gains

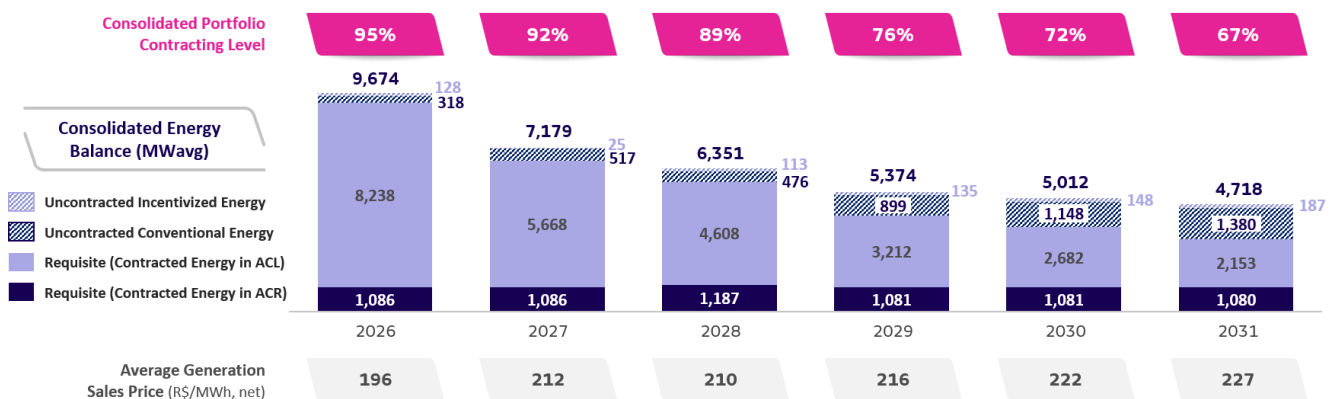
	2Q25		3Q25		4Q25		1Q26		2Q26	
	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar
SIN Curtailment¹ (%)	11.7%	22.7%	20.6%	33.2%	23.1%	23.9%	14.9%	16.2%	15.7%	25.8%
SIN Curtailment² ex-REL (%)	10.4%	21.1%	19.7%	31.3%	22.7%	22.4%	11.5%	14.5%	13.1%	23.1%
Auren Curtailment² (%)	9.0%	25.7%	18.3%	27.4%	22.3%	23.2%	13.4%	16.3%	12.9%	26.0%
Effective Auren Generation³ (% of P50)	93.5%	62.8%	79.9%	65.4%	78.3%	69.1%	77.2%	72.3%	84.3%	67.8%
Auren Curtailment by Source⁴ (R\$ million)	56.7	19.1	173.2	22.4	184.2	23.3	69.9	15.6	77.8	20.1
Auren Consolidated Curtailment⁵ (R\$ million)	75.8		195.5		207.5		86.2		97.8	
(-) Modulation gains (R\$ million)	40.4		65.6		70.4		97.2		70.5	
(=) Curtailment Net of Modulation⁵ (R\$ million)	35.4		130.0		137.0		-11.0		27.3	

Energy Balance

The Company's Consolidated Power Balance presents the contracting profile in the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL), the contracting level of the Generation and Consolidated portfolio, including the Trading portfolio. We also detail the average selling price of Generation.

Consolidated Energy Balance

2Q26 was marked by intense activity in the Trading, trading more than 800 MWav⁵ including energy purchases and sales throughout 2026. Compared to the Consolidated Balance Sheet for 1Q26, the Company marginally decreased its long position for the 2027-2030 period, through the contracting of 13 MW average in the Trading segment.



Energy Balance - Generation Segment

2Q26 was characterized by the execution of short-term operations aimed at adjusting the seasonality of exposures, without significant impacts on the long-term portfolio's transaction level. The main movements made are as follows:

- Execution of an 81 MWav conventional energy swap in 2027, with the Trading Division, to adjust the seasonality of exposures resulting from the portfolio's generation profile. The aim of this operation was to prevent a significant position mismatch between quarters considering the effects of GSF and curtailment.
- Long-term sales contract transfer of 150 MWav from the Generation segment to the Trading segment, as detailed in the [2Q25 Release](#). This movement had a positive impact on the Generation segment's EBITDA of R\$ 15.9 million in 2Q26, totaling an impact of R\$ 92 million in 2026 and R\$ 62 million in 2027. This impact is EBITDA-neutral at the consolidated level.

¹ SIN Curtailment (%) = (Energy-Based Curtailment Energético + Reliability-Based Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

² Auren Curtailment (%) (Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation corresponds to actual energy generation plus the energy not produced due to all types of ONS-imposed restrictions.

³ Effective Auren Generation (% of P50) = (Effective Generation + Reimbursable Power Curtailment) / P50, in line with the values reported in the Wind and Solar sections.

⁴ Auren Curtailment (R\$ million) = Energy-Based Curtailment + Reliability-Based Curtailment + Non-reimbursable Power Curtailment

⁵ On an annualized basis

Auren Generation Portfolio Energy Balance

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Own Funds (A)	3,678	3,777	3,777	3,777	3,777	3,777
Firm Energy - Hydroelectric ¹	1,990	2,027	2,027	2,027	2,027	2,027
Firm Energy - Wind ^{2,3}	1,455	1,516	1,516	1,516	1,516	1,516
Solar Firm Energy	234	234	234	234	234	234
Purchases for Resale (B)	914	596	485	320	320	314
Conventional	435	280	171	6	6	0
Incentivized	479	317	314	314	314	314
Total Funds (C = A+B)	4,592	4,373	4,262	4,097	4,097	4,091
Sales in ACR (D)	1,086	1,086	1,187	1,081	1,081	1,080
Hydro	235	235	336	230	230	229
Wind	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
Sales in ACL (E)	3,061	2,745	2,487	1,982	1,720	1,444
Hydro ⁴	2,253	1,930	1,672	1,167	905	670
Wind	654	671	671	671	671	671
Solar	154	144	144	144	144	102
Total Sales (F = D+E)	4,147	3,831	3,674	3,063	2,801	2,524
Generation Balance (C - F)	445	542	588	1,034	1,296	1,567
Conventional	318	517	476	899	1,148	1,380
Incentivized	128	25	113	135	148	187
Prices (R\$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Average Sale Price⁴	196	212	210	216	222	227
ACR	277	285	283	286	286	286
Hydro	313	321	304	325	325	325
Wind	260	268	268	268	268	268
Solar	355	367	367	367	367	367
ACL	167	183	176	179	182	184
Hydro	151	170	158	157	158	160
Wind	210	216	214	210	211	205
Solar ⁵	218	208	204	203	200	201
Average Purchase Price⁶	196	207	193	187	187	175
Conventional	181	215	190	145	145	0
Incentivized	210	201	195	188	188	175

¹ Figures include: (a) Firm Energy of proprietary assets net of the MRE adjustment factor (GSF) for the realized period through March 31, 2026 only - assume GSF equals 1 for other periods; (b) exclude energy from the Paraibuna HPP; (c) apply a 3% loss rate for assets connected to the main grid; (d) exposure of period realized until June 30, 2026 fully settled at PLD and (e) firm energy subject to GSF totals 1,782 through 2028, with protection for 230 MW from the Porto Primavera HPP - in return, the Company is paying a monthly premium of R\$ 17.32/MWh. Base date: January 01, 2026.

² Includes 50% of the firm energy from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. This also affects the average purchase and resale prices in the respective periods.

³ Assumes commercial operations start at the Cajuína 3 cluster in January 2027, adding 63 MWavg of projected firm energy.

⁴ The hydro segment's ACL sales include a portion of incentivized energy sales, as Auren Operações is classified under the hydro segment but also executes contracts from wind assets.

⁵ The equivalent price of the lease-based self-generation contract is net of PIS, COFINS and ISS.

⁶ Figures are net of PIS and COFINS. They include both ACR and ACL in the average selling price, and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Base date: July 01, 2026. Exchange rate: R\$ 5.17/USD. The Company's energy contracts are mostly indexed to the National Broad Consumer Prices Index (IPCA).

Energy Balance - Trading Segment

The table below presents the Company's Trading Energy Balance, including sales margins for 2026 and 2027. The figures reflect volumes traded through the energy trading firms Auren Comercializadora, Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

Energy Balance of Auren's Trading Portfolio

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Purchases (A)	5,081	2,806	2,089	1,277	916	627
Sales ¹ (B)	5,177	2,923	2,121	1,230	962	709
Contractual Margin² (R\$/MWh)	7.2	9.2	-	-	-	-
Trading Balance (A - B)	(96)	(117)	(32)	47	(47)	(82)
Auren Consolidated Balance³	350	425	556	1,081	1,249	1,485

When analyzing the trading portfolio's contractual margin, it is important to consider the calculation as indicated in our [Modeling Guide](#). The 96 MWavg short position annualized for 2026, for example, will be marked to market prices for the second quarter.

In 2Q26, portfolio management was marked by the movements below:

- Reduction of the short exposure for 2026 by 29 MWavg while preserving the contractual margin for 2026 (R\$ 7.2/MWh), capitalizing on the trend of falling spot energy prices.
- Net sale of 13 MWavg of energy to end consumers for the 2027-2031 period, due to an increase in energy prices for the period, resulting in a contractual margin increase of R\$ 0.7/MWh for 2027.
- Long-term sales contract transfer of 150 MWavg from the Generation segment to the Trading segment, as detailed in the [2Q25 Release](#). This movement had a negative impact on the Trading segment EBITDA of R\$ 15.9 million in 2Q26, totaling an impact of R\$ 92 million in 2026 and R\$ 62 million in 2027. This impact is EBITDA-neutral at the consolidated level.

Excluding this contract assignment, the trading margin would have been approximately R\$ 9.3/MWh in 2026 and R\$ 11.7/MWh in 2027, over and above the reported R\$ 7.2/MWh and R\$ 9.2/MWh.

¹ Includes formal contracts in ACR and ACL.

² The contractual margin is calculated as the difference between revenue and expenses under formal contracts, divided by the sales volume. It does not include the valuation of future exposure. Base date: July 01, 2026. Exchange rate: R\$ 5.17/USD (R\$/USD).

³ The Consolidated Energy Balance embraces both segments (Generation and Trading).

Energy Balance of Noncontrolling Interests (NCI)

Power balance and financial information are presented on a consolidated basis for the CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado holdings, in which the Company holds noncontrolling interests and whose balances are recognized under the equity method in the Company's consolidated financial statements. Dividends from these interests are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

Energy Balance of Hydro Assets with Noncontrolling Interests¹

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030
Firm Energy of assets (a)	250	256	256	244	244
Purchases (b)	53	5	4	4	4
Resource (c) = (a)+(b)	303	261	260	248	248
Sales in ACL (d)	279	256	256	244	244
Requisites (e)	279	256	256	244	244
Energy Balance (f) = (c) - (e)	24	5	4	4	4

Analyzing the 2Q26 Power Balance reveals a 1 MWavg impact on the assets' Firm Energy for 2026, resulting from the impact of the GSF realized during the period.

The Power Balance for Noncontrolling Interests only includes energy purchase and sale transactions with the market, excluding intercompany contracts between hydropower assets and the subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado and CBA Energia).

Renegotiated Use of Public Asset (UBP)

In June 2026, the Baesa (UHE Barra Grande) and Enercan (UHE Campos Novos) projects, in which Auren holds an indirect interest through CBA Energia and Pollarix, completed their acceptance of the renegotiation mechanism for the Use of Public Asset (UBP), as outlined in Law No. 15.235/2025.

The operation facilitates the advance settlement of the remaining UBP balance, resulting in value capture for the assets and generating significant economic and financial benefits. The positive impacts from the renegotiation are expected to be reflected in the projects' results over the coming quarters.

¹ Notes: (i) Firm energy of assets net of the MRE (GSF) adjustment applied; (ii) Firm energy net of internal and national grid losses (3%); (iii) Firm energy subject to hydrological risk (GSF); (iv) Reflects resources (firm energy and purchase contracts) and obligations (sales) proportional to Auren's equity interest in the NCI assets (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado).

Consolidated Financial Performance

In addition to the Generation and Trading segments, the results presented here include the holding & pipeline segment and intersegment eliminations. The share of profit (loss) of equity-accounted investees includes assets not controlled by the Company: (i) Auren's NCIs in hydropower assets, detailed in the section "Auren's NCIs", in the chapter [Power Balance](#), plus (ii) Auren's 50% interest in the joint venture between the Tucano wind cluster and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which recorded EBITDA¹ of R\$ 9.0 million in 2Q26. For further information, see Note 10 to the Quarterly Financial Information.

Results for the period

R\$ million	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Gross Revenue	3,481.1	3,336.9	4.3%	6,980.7	6,740.8	3.6%
Deductions on Gross Revenue	425.6	451.3	-5.7%	850.7	903.0	-5.8%
Net Revenue	3,055.5	2,885.5	5.9%	6,130.0	5,837.832	5.0%
Power Purchase Cost	(1,790.5)	(1,542.3)	16.1%	(3,567.0)	(2,873.3)	24.1%
Electricity grid usage charges	(185.6)	(176.7)	5.1%	(365.3)	(357.2)	2.3%
Net Margin	1,079.4	1,166.5	-7.5%	2,197.7	2,607.4	-15.7%
<i>Net Margin</i>	<i>35.3%</i>	<i>40.4%</i>	<i>-5.1 p.p.</i>	<i>35.9%</i>	<i>44.7%</i>	<i>-8.8 p.p.</i>
Costs and Expenses (PMSO)	(316.5)	(291.5)	8.6%	(628.1)	(593.5)	5.8%
Other Operating Income (OOI)	47.9	(358.0)	n.a.	(458.7)	(119.4)	284.2%
EBITDA	810.8	517.0	56.8%	1,110.9	1,894.5	-41.4%
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)	(96.7)	354.6	n.a.	409.3	125.4	226.4%
NCI Dividends	110.3	95.4	15.6%	199.6	153.7	29.8%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)	(0.1)	11.0	n.a.	(0.1)	16.5	n.a.
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	34.7	(0.5)	n.a.	65.2	(23.7)	n.a.
Write-off of PPE and intangible assets (ORO)	-	-	n.a.	-	16.4	n.a.
Other Adjustments	-	3.1	n.a.	-	3.1	n.a.
Adjusted EBITDA	858.9	980.6	-12.4%	1,784.8	2,185.9	-18.4%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	<i>28.1%</i>	<i>34.0%</i>	<i>-5.9 p.p.</i>	<i>29.1%</i>	<i>37.4%</i>	<i>-8.3 p.p.</i>
Depreciation and Amortization	(465.4)	(521.7)	-10.8%	(932.3)	(979.9)	-4.9%
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	39.6	14.8	168.3%	111.1	86.9	27.8%
Net Finance Income (Loss)	(732.1)	(644.5)	13.6%	(1,322.0)	(1,376.6)	-4.0%
EBT	(347.2)	(634.5)	-45.3%	(1,032.3)	(375.1)	n.a.
Taxes (IR/CSLL)	(31.8)	71.7	n.a.	51.6	(133.7)	n.a.
Net Profit	(379.1)	(562.9)	-32.7%	(980.7)	(508.9)	92.7%

Net Margin

Net Margin—Net Revenue less Energy Purchase Costs and Sector Charges—totaled R\$ 1,079.4 million in 2Q26, a 7.5% decrease (-R\$ 87.1 million) compared to 2Q25 (R\$ 1,166.5 million).

The effects that influenced the result were concentrated mainly in the Trading, especially the lower sales margin (R\$ 47.0 million).

The main effects in the Generation portfolio were: (i) a 9.9% reduction in the volume generated by wind farms due to lower resources (R\$ 44.3 million) and curtailment (R\$ 21.1 million), (ii) lower prices of PPAs in the free market for hydroelectric plants this quarter (R\$ 41.8 million), and (iii) higher Sectoral Charges (R\$ 9.3 million), partially offset by higher modulation gains (R\$ 30.1 million), monetary restatement of the PPAs for wind and solar farms (R\$ 35.7 million), and a 7.2% increase in solar generation (R\$ 3.3 million).

¹ Including Auren Participações' proportional interest in the joint venture.

Compared to the Net Margin of 1Q26 (R\$ 1,118.3 million), there was a 3.5% reduction (R\$ 38.9 million) in 2Q26, mainly explained by lower modulation gains (R\$ 26.7 million) and a greater impact of curtailment (R\$ 15.7 million), in addition to the seasonal effects on assets.

Costs and Expenses (PMSO)

Operating Costs and Expenses and General and Administrative Expenses (PMSO), including growth initiatives and non-recurring items, totaled R\$ 316.5 million in 2Q26, an increase of R\$ 25.0 million (8.6%) compared to the same quarter of the previous year (R\$ 291.5 million), but in line with the amount observed in 1Q26 (R\$ 313.5 million).

Costs and Expenses (Consolidated PMSO)

R\$ million	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Personnel (P)	125.3	112.0	11.9%	236.4	227.1	4.1%
Materials and Outsourced Services (MS)	138.1	138.6	-0.3%	284.5	284.2	0.1%
Other (O)	53.1	40.9	29.7%	107.3	82.1	30.6%
PMSO	316.5	291.5	8.6%	628.1	593.5	5.8%

The change between periods is explained by:

- a) Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R\$ 125.3 million in 2Q26, a nominal increase of 11.9% compared to the same period in 2025 (R\$ 112.0 million), mainly due to inflation during the period (R\$ 5.5 million) and new Long-Term Incentive (ILP) grants to the Company's management (R\$ 4.8 million).

Compared to 1Q26 (R\$ 111.0 million), there was an increase in labor expenses including provision for variable compensation, new ILP grants, and severance payments.

- b) Third-Party Materials and Services (MS):** material and service costs totaled R\$ 138.1 million in 2Q26, in line with the amount recorded in 2Q25 (R\$ 138.6 million). The variation reflects the increased expenses in operating and maintenance contracts for wind assets due to contractually scheduled scaling (R\$ 3.1 million), offset by a reduction in outsourced services.

There was a reduction of R\$ 10.2 million on 1Q26 (R\$ 148.3 million), mainly due to a one-time expense related to the end of the contractual cycle of service providers for operating and maintaining wind farms recognized in the first quarter (R\$ 6.4 million).

- c) Other (O):** R\$ 53.1 million in 2Q26, a 29.7% increase compared to 2Q25 (R\$ 40.9 million). The increase is primarily due to higher leasing expenses (R\$ 6.2 million) and timing mismatches between quarters (R\$ 10.2 million). Compared to 1Q26 (R\$ 54.2 million), expenses remained in line.

Other Operating Income

The item Other Operating Results (Expenses) (ORO) amounted to revenue of R\$ 47.9 million in 2Q26 compared with an expense of R\$ 358.0 million in 2Q25. The variation is mainly explained by the mark-to-market effect of future energy contracts of R\$ 96.7 million in 2Q26, due to the drop in the energy price curve, and -R\$ 354.6 million in 2Q25. Additionally, in 2Q26, there was a provision of R\$ 34.7 million related to litigations and judicial deposits.

Adjusted EBITDA

Auren reported an adjusted EBITDA of R\$ 858.9 million in 2Q26, a decrease of 12.4% or -R\$ 121.8 million compared to the same period the previous year. The decline is mainly explained by lower wind generation and EBITDA below the prior year in trading activities. Compared to 1Q26, there was a reduction of 7.2%, or R\$ 67.0 million. These variations result from the effects detailed in the sections above on Net Margin and Costs and Expenses.

The dividends declared on Auren's NCIs in 2Q26 totaled R\$ 110.3 million vs. R\$ 95.4 million in 2Q25, fully associated with NCIs in hydroelectric plants, in line with the strategy to distribute dividend payments more evenly throughout the year.

Finance Income/Cost

Consolidated Finance Income

R\$ million	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
Finance Revenue	193.3	205.2	-5.8%	455.3	481.9	-5.5%
Finance Costs ¹	(925.4)	(849.7)	8.9%	(1,777.2)	(1,858.5)	-4.4%
Net Finance Income (Loss)	(732.1)	(644.5)	13.6%	(1,322.0)	(1,376.6)	-4.0%

The net finance result was an expense of R\$ 732.1 million in 2Q26 compared with an expense of R\$ 644.5 million in the same period of 2025.

- a) **Finance Revenue:** R\$ 193.3 million in 2Q26 compared to revenue of R\$ 205.2 million in 2Q25, due mainly to lower returns on financial investments as a result of the lower cash balance (R\$ 4.7 billion in June 2026 vs. R\$ 5.9 billion in June 2025).
- b) **Finance Costs:** R\$ 925.4 million in 2Q26 vs. an expense of R\$ 849.7 million in 2Q25. The increase of R\$ 75.7 million is primarily due to the monetary restatement on debt due to the rise in the IPCA price index during the period (1.42% p.a. in 2Q26 vs. 0.93% p.a. in 2Q25) and costs associated with the corporate reorganization (R\$ 16.9 million).

Compared to 1Q26 (R\$ 589.8 million), there was a 24.1% variation (R\$ 142.3 million) in net finance income, mainly due to the arbitration process with a favorable ruling for Auren (R\$ 25.9 million) recognized in the first quarter, in addition to the increase in interest and monetary restatement on debt (R\$ 88.2 million) and litigation provisions (R\$ 15.4 million) resulting from changes in restatement indices, as well as costs associated with the corporate reorganization.

Net Profit

Consolidated Net Income

R\$ million	2Q26	2Q25	Change	6M26	6M25	Change
EBITDA	810.8	517.0	56.8%	1,110.9	1,894.5	-41.4%
Depreciation and Amortization	(465.4)	(521.7)	-10.8%	(932.3)	(979.9)	-4.9%
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	39.6	14.8	168.3%	111.1	86.9	27.8%
Net Finance Income (Loss)	(732.1)	(644.5)	13.6%	(1,322.0)	(1,376.6)	-4.0%
Taxes (IR/CSLL)	(31.8)	71.7	n.a.	51.6	(133.7)	n.a.
Net Profit	(379.1)	(562.9)	-32.7%	(980.7)	(508.9)	92.7%

As a result of the aforesaid factors and changes in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded a net loss of R\$ 379.1 million in 2Q26 compared to a loss of R\$ 562.9 million in 2Q25. The main changes were as follows.

- a) **EBITDA:** Consolidated EBITDA of R\$ 810.8 million in 2Q26 versus R\$ 517.0 million in 2Q25, an increase of R\$ 293.8 million, primarily due to the mark-to-market of future energy contracts, as detailed previously.
- b) **Depreciation/Amortization:** an expense of R\$ 465.4 million in 2Q26, lower than the amount observed in 2Q25 (R\$ 521.7 million), in which the amortization of goodwill from AES Brasil and Esfera acquisitions occurred, and in line with the expense observed in 1Q26 (R\$ 466.8 million).
- c) **Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** expense of R\$ 31.8 million in 2Q26, mainly driven by IR/CS paid on renewable assets under the Presumed Profit tax basis and tax losses arising from finance costs in certain entities where no deferred tax asset was recognized.
- d) **Equity Income:** revenue of R\$ 39.6 million in 2Q26, R\$ 24.8 million more than the amount recorded in 2Q25 (R\$ 14.8 million).

¹ For comparability purposes, we highlight that the fair value effects of loans, financing, debentures and derivative financial instruments are presented net within finance costs, differing from the accounting treatment applied in the financial statements.

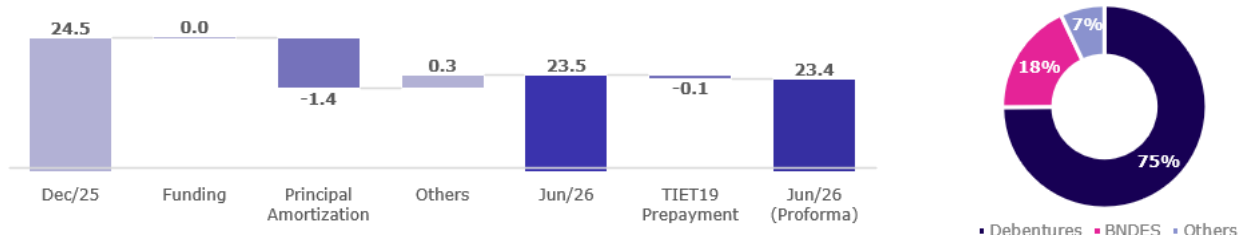
Debt

As of June 30, 2026, Auren's consolidated gross debt totaled R\$ 23.5 billion, representing a reduction of R\$ 1.0 billion (4.1%) compared to June 2025, reflecting the effects of liability management initiatives implemented over the last twelve months. Compared to March 31, 2026, gross debt decreased by R\$ 199.5 million (0.8%), mainly due to the extraordinary amortization of R\$ 187.0 million from the 1st series of Auren Operações' 9th Debenture Issuance (TIET19). In July, the Company made a new extraordinary amortization on TIET19, amounting to R\$ 85 million.

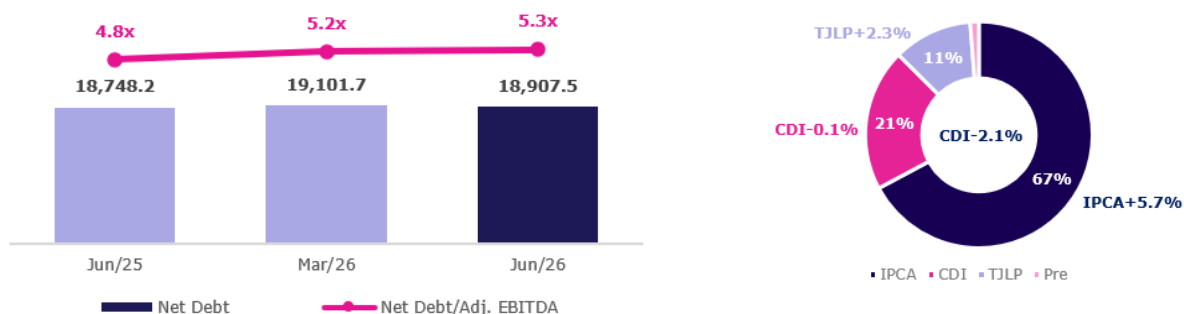
At the end of the quarter, leverage measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio reached 5.3x, compared to 5.2x on March 31, 2026, and 4.8x on June 30, 2025. The change in the indicator mainly reflects the reduction in the Adjusted EBITDA for the last twelve months, partially offset by the decrease in net debt.

By the end of 2Q26, the Company's average debt term was 6.8 years, reflecting a balanced amortization profile without significant maturity concentrations. The average cost of gross debt was CDI -2.12% per year and the Company ended the period with a liquidity position of R\$ 4.7 billion, strengthening its ability to manage financial obligations.

Changes in Debt (R\$ billion) and Proforma Gross Debt Profile



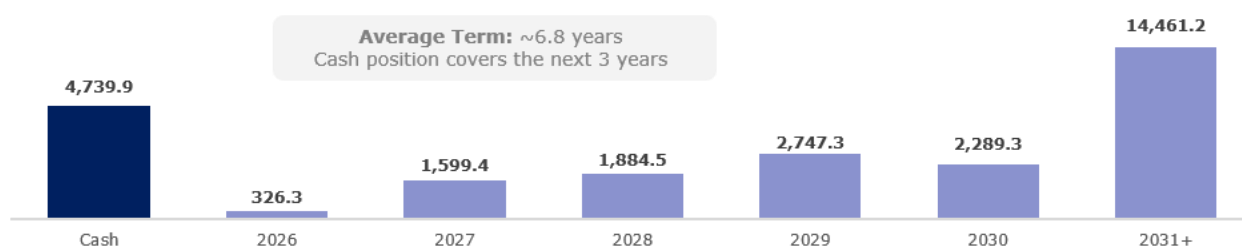
Net Debt (R\$ million), Leverage and Net Debt Profile



Additionally, about 67% of net debt remains indexed to the IPCA, the same index that adjusts the Company's energy sale contracts, partially mitigating the Company's exposure to inflationary variations, while only 21% of net debt is tied to the CDI. As observed in the chart below, the liability management initiatives implemented throughout 2025 contributed to a more balanced maturity profile without significant concentrations of amortizations.

¹ Other includes incurred and paid interest, monetary restatement and the movement of deferred balances.

Amortization Schedule of the Gross Debt Principal (R\$ million)



Debt

R\$ million	Jun/26	Jun/25	Change	Mar/26	Change
Gross Debt	23,491.5	24,503.5	-4.1%	23,691.1	-0.8%
Derivative Financial Instruments ¹	(6.9)	(11.8)	n.a.	(35.6)	n.a.
Leases	162.7	167.3	-2.7%	165.2	-1.5%
Adjusted Gross Debt²	23,647.3	24,659.0	-4.1%	23,820.7	-0.7%
Liquidity ³	4,739.9	5,910.8	-19.8%	4,719.0	0.4%
Net Debt	18,907.5	18,748.2	0.8%	19,101.7	-1.0%
Adjusted EBITDA	3,567.2	3,937.9	-9.4%	3,689.0	-3.3%
Net Debt/Adjusted EBITDA	5.3x	4.8x	0.5x	5.2x	0.1x

Financial Covenants – Auren Operações

As disclosed to the market on June 1, 2026, Phase 1 of Auren Energia's corporate reorganization was completed on May 31, 2026, with the merger of Auren Participações into Auren Operações, which has universally succeeded it in all its rights and obligations.

The operation represents an important step forward in streamlining the Company's corporate and financial structure, promoting greater efficiency in cash and debt management. Additionally, the reorganization temporarily eliminated Auren Operações' financial covenants for Net Debt/Adjusted EBITDA, previously applicable to the financing structure, providing the Company with greater financial flexibility. Following this development, the debts currently contracted at Auren Operações will come with corporate guarantee from Auren Energia. The definitive elimination of the covenants will occur upon the completion of Phase 2 of the corporate reorganization, when Auren Operações will be merged into CESP. Upon completion of the operation, the Company will no longer have corporate covenants, maintaining only project-level restrictive clauses.

Ratings

Throughout 2Q26, Auren maintained its corporate ratings at the highest level on the national scale (AAA) as per Fitch Ratings and Moody's. Moody's reaffirmed the stable outlook for the Company, while in July, Fitch revised its outlook from stable to negative. The maintenance of the ratings reinforces the solidity of the Company's financial fundamentals.

¹ Includes mark-to-market of financial derivatives, except for those related to energy trading operations.

² Includes loans, financing and debentures, net of the related derivatives operations.

³ Cash, cash equivalents, short-term investments, liquidity fund (reserve account).

Movement in Net Debt

R\$ million	2Q26	2Q25	Change
Gross Debt - Opening Balance (1Q)	23,691.1	25,992.3	(2,301.2)
Derivative Financial Instruments and Leases - Opening Balance (1Q)	(129.7)	(160.6)	31.0
Cash + Liquidity Fund + Short-term Investments - Opening Balance (1Q)	4,719.0	7,191.1	(2,472.1)
Net Debt - Opening Balance (1Q) (A)	19,101.7	18,961.8	139.9
Adjusted EBITDA	858.9	980.6	(121.8)
Provision for Reimbursement	103.1	75.1	28.1
Reimbursement Payment	-	(1.9)	1.9
Working Capital	135.2	49.0	86.2
Income Tax and Social Contribution Paid	(93.8)	(87.5)	(6.3)
Sustaining Capex	(69.9)	(81.0)	11.1
Return on Cash + Liquidity Fund + Financial Investments	148.5	219.3	(70.8)
Interest Paid on Debt and Derivatives	(566.7)	(799.6)	232.9
Provision for Dividends on Equity Interests	(110.3)	(95.4)	(14.8)
Dividends Received from Equity Interests	64.6	45.3	19.3
Dividend Payment to Auren Energia Shareholders	-	(59.6)	59.6
Dividend Payment to Noncontrolling Shareholders ¹	-	(1.8)	1.8
Other	-	63.5	(63.5)
Cash Movement (B)	469.6	306.0	163.6
Interest Capitalized on Debt and Derivatives	298.5	(99.2)	397.7
Amortization of Issuance Costs	12.8	40.6	(27.8)
Adjustment to fair value	(112.4)	37.7	(150.1)
Provision for Leases	7.0	7.2	(0.2)
Non-Cash Movement (C)	205.9	(13.7)	219.5
Net Debt Movement without Expansion (D) = (C) - (B)	(263.8)	(319.7)	55.9
Capex Growth (E)	(69.5)	(106.1)	36.5
Net Debt Movement with Expansion (F) = (D) - (E)	(194.2)	(213.6)	19.4
Net Debt - Closing Balance (2Q) (G) = (A) + (F)	18,907.5	18,748.2	159.3
Derivative Financial Instruments and Leases - Closing Balance (2Q)	(155.8)	(155.5)	(0.3)
Cash + Liquidity Fund + Short-term Investments - Closing Balance (2Q)	4,739.9	5,910.8	(1,170.9)
Gross Debt - Closing Balance (2Q)	23,491.5	24,503.5	(1,012.0)

Some of the main effects that influenced the variation in free cash flow between the periods are:

- Reimbursement:** provision of R\$ 103.1 million in 2Q26 vs. R\$ 75.1 million in 2Q25, due to lower generation from wind assets. In the quarter, no reimbursement was made due to the suspension of returns amid regulatory discussions on curtailment.
- Sustaining Capex:** capex expenditure of R\$ 69.9 million in 2Q26 related to the maintenance of the Company's hydroelectric, wind and solar assets.
- Return on Cash, Liquidity Fund and Short-term Investments:** decrease of R\$ 70.8 million in finance income due to the reduction in Liquidity (R\$ 4.7 billion in March 2026 vs. R\$ 7.2 billion in March 2025).
- Dividends:** (i) provision for dividends declared on NCIs in HPPs during the quarter (R\$ 110.3 million in 2Q26 vs. R\$ 95.4 million in 2Q25) and an increase of R\$ 19.3 million in the amount of dividends received from NCIs in HPPs compared to the same period of the previous year, due to changes in dividend recognition policies and terms

¹ Includes noncontrolling shareholders of Guaimbê Holding, Veleiros Holding, and Potengi Holding.

implemented in 2025, and (ii) dividend payment to Auren Energia's shareholders in 2Q25 in the amount of R\$ 59.6 million.

- e) **Working Capital:** working capital in 2Q26 (R\$ 135.2 million) was mainly influenced by timing differences between the accounting recognition of revenues and expenses and their cash effects. The major variations are related to accounts receivable and payable for energy (+R\$ 101.3 million).
- f) **Interest paid:** R\$ 566.7 million in 2Q26, marking a reduction of R\$ 232.9 million compared to 2Q25, mainly explained by the liability management strategy executed throughout 2025.
- g) **Project Capex:** expansion-related Capex in 2Q26 totaled R\$ 69.5 million, primarily reflecting the implementation of the Cajuína 3 project. As of June 30, 2026, R\$ 614.0 million was invested in Cajuína 3, around 83% of projected Capex, with physical progress reaching 88%.

Statement of Profit or Loss by Segment

The table below presents the Statement of Profit or Loss for each business segment—Generation, Trading and Holding—along with the necessary eliminations to arrive at the consolidated result for the period.

Quarterly Statement of Profit or Loss by Segment and Consolidated – 2Q26

R\$ million	Generation	Trading	Holding Company	Eliminations	Consolidated
Gross Revenue	1,957.8	2,257.2	-	(733.8)	3,481.1
Deductions on Gross Revenue	(192.1)	(257.6)	-	24.2	(425.6)
Net Revenue	1,765.7	1,999.5	-	(709.7)	3,055.5
Power Purchase Cost	(518.8)	(1,981.4)	(0.0)	709.7	(1,790.5)
Electricity grid usage charges	(185.9)	(0.2)	0.4	-	(185.6)
Net Margin	1,061.0	18.0	0.4	-	1,079.4
<i>Net Margin</i>	60.1%	0.9%	-	-	35.3%
Costs and Expenses (PMSO)	(258.3)	(32.1)	(26.1)	-	(316.5)
Other Operating Income (OOI)	(45.4)	(216.2)	(0.3)	309.8	47.9
EBITDA	757.3	(230.3)	(26.0)	309.8	810.8
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures (ORO)	-	213.1	-	(309.8)	(96.7)
NCI Dividends	110.3	-	-	-	110.3
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	34.5	0.0	0.1	-	34.7
Adjusted EBITDA	902.1	(17.2)	(25.8)	-	858.9
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	51.1%	-0.9%	-	-	28.1%
Depreciation and Amortization	(444.3)	(4.6)	(16.6)	-	(465.4)
Share of profit (loss) of equity-accounted investees	41.0	(1.4)	-	-	39.6
Net Finance Income (Loss)	(637.5)	15.1	(109.7)	-	(732.1)
EBT	(283.5)	(221.3)	(152.2)	309.8	(347.2)
Taxes (IR/CSLL)	(18.0)	71.5	20.0	(105.3)	(31.8)
Net Profit	(301.5)	(149.8)	(132.2)	204.4	(379.1)

Financial Performance – Generation Segment

Note: Given the development of the Company's intersegment expenses sharing methodology, we began reporting the open generation EBITDA between hydropower sources in order to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 2Q26 data, the figures related to the 2025 Financial Statements by segment are presented on an unaudited pro-forma basis, and include the apportionment methodology applied to the Company since 01/01/2025, solely to facilitate a comparative analysis.

Results for the period

R\$ million	2Q26	2Q25 proforma	Change	6M26	6M25 proforma	Change
Gross Revenue	1,957.8	1,822.8	7.4%	3,855.4	3,614.5	6.7%
Deductions on Gross Revenue	(192.1)	(226.1)	-15.0%	(386.5)	(396.7)	-2.6%
Net Revenue	1,765.7	1,596.8	10.6%	3,468.9	3,217.8	7.8%
Power Purchase Cost	(518.8)	(334.9)	54.9%	(931.8)	(523.6)	77.9%
Electricity grid usage charges	(185.9)	(176.6)	5.3%	(364.4)	(356.7)	2.1%
Net Margin	1,061.0	1,085.3	-2.2%	2,172.7	2,337.4	-7.0%
<i>Net Margin</i>	60.1%	68.0%	-7.9 p.p.	62.6%	72.6%	-10.0 p.p.
PMSO	(258.3)	(238.0)	8.5%	(509.3)	(485.8)	4.8%
Other Operating Income (OOI)	(45.4)	(1.2)	n.a.	(48.2)	4.5	n.a.
EBITDA	757.3	846.1	-10.5%	1,615.2	1,856.1	-13.0%
NCI Dividends	110.3	95.4	15.6%	199.6	153.7	29.8%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	-	7.0	n.a.	-	8.4	n.a.
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	34.5	(2.0)	n.a.	64.7	(25.3)	n.a.
Write-off of PPE	-	-	n.a.	-	10.2	n.a.
Adjusted EBITDA	902.1	946.4	-4.7%	1,879.5	2,003.1	-6.2%
Hydro	452.1	461.7	-2.1%	1,067.7	1,038.6	2.8%
Wind	387.4	432.9	-10.5%	694.9	827.3	-16.0%
Solar	62.5	51.9	20.5%	116.9	137.2	-14.8%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	51.1%	59.3%	-8.2 p.p.	54.2%	62.3%	-8.1 p.p.

The **Adjusted EBITDA** for the generation segment totaled R\$ 902.1 million in 2Q26, R\$ 44.4 million (4.7%) less than in 2Q25. The change in the period mainly reflects:

a) Net Margin: R\$ 1,061.0 million in 2Q26, a decrease of 2.2% compared to the same period of the previous year (R\$ 1,085.3 million), equivalent to R\$ 24.3 million, due mainly to the following impacts on hydro, wind and solar sources:

- **Hydroelectric Source:** reduction in margin by R\$ 28.6 million primarily due to lower prices in hydroelectric ACL contracts between periods (R\$ 41.8 million), the transfer of the 150 MW contract to the Trader (R\$ 15.9 million), and the increase in Sectoral Charges (R\$ 8.2 million) due to monetary restatement, partially offset by higher modulation gains (R\$ 32.7 million) and higher MRE income (R\$ 7.5 million).

The lower hydroelectric prices were already reflected in the quarterly published Energy Balance, noted in the variation of the average selling price in the ACL hydroelectric contracts between 2025 and 2026.

- **Wind Source:** margin reduction of R\$ 12.6 million due to a 9.9% decrease in wind generation, mainly driven by lower wind resources (R\$ 44.3 million) and curtailment (R\$ 21.1 million), partially offset by the monetary restatement of ACL and ACR contracts (R\$ 35.7 million), the positive temporal effect of a realized provision (R\$ 11.7 million), and gains from higher allocation in the ACR due to the price difference between regulated contracts and the PLD (R\$ 4.5 million).

- **Solar Source:** increase in net margin by R\$ 16.9 million, mainly due to the positive impact of a temporary effect from a provision made (R\$ 14.6 million) and a 7.2% increase in solar generation (R\$ 3.3 million).

Compared to the Net Margin from 1Q26 (R\$ 1,111.8 million), there was a reduction of 4.6% (R\$ 50.8 million) in 2Q26, mainly explained by the seasonality of generation sources, reduced modulation gains (R\$ 26.7 million), and a greater gross impact from curtailment (R\$ 11.6 million).

- b) **PMSO:** R\$ 258.3 million in 2Q26, a nominal increase of 8.5% compared to 2Q25, mainly due to higher personnel expenses (R\$ 7.0 million) driven by period inflation and other labor expenses, higher leasing costs (R\$ 4.5 million), and timing mismatches between quarters (R\$ 10.2 million).
- c) **ORO:** expense of R\$ 45.4 million in 2Q26 compared to an expense of R\$ 1.2 million in 2Q25, due to provisions made for lawsuits and judicial deposits (R\$ 34.5 million).
- d) **Dividends:** dividends declared by hydropower assets in which the Company holds noncontrolling interests of R\$ 110.3 million in 2Q26, R\$ 14.9 million more than the same period last year. The increase is mainly due to changes in dividend recognition policies and bases for these assets carried out in 2025.

Financial Performance of the Trading Segment

Results for the period

R\$ million	2Q26	2Q25 proforma	Change	6M26	6M25 proforma	Change
Gross Revenue	2,257.2	2,148.1	5.1%	4,536.4	4,218.9	7.5%
Deductions on Gross Revenue	257.6	253.9	1.5%	511.9	536.9	-4.7%
Net Revenue	1,999.5	1,894.2	5.6%	4,024.6	3,682.0	9.3%
Power Purchase Cost	(1,981.4)	(1,812.8)	9.3%	(3,998.6)	(3,411.5)	17.2%
Electricity grid usage charges	(0.2)	(0.1)	38.9%	(0.2)	(0.5)	-49.5%
Net Margin	18.0	81.3	-77.8%	25.7	270.0	-90.5%
<i>Net Margin</i>	0.9%	4.3%	-3.4 p.p.	0.6%	7.3%	-6.7 p.p.
PMSO	(32.1)	(31.5)	2.1%	(66.5)	(64.1)	3.7%
Other Operating Income (OOI)	(216.2)	77.3	n.a.	205.1	44.1	364.9%
EBITDA	(230.3)	127.1	n.a.	164.3	250.0	-34.3%
Mark-to-Market Adjustment of Energy Futures	213.1	(77.1)	n.a.	(205.3)	(38.4)	n.a.
Accrual/(Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	0.0	(0.0)	n.a.	0.0	0.1	-98.0%
Other Adjustments	-	3.1	n.a.	-	3.1	n.a.
Adjusted EBITDA	(17.2)	53.0	n.a.	(41.0)	214.7	n.a.
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	-0.9%	2.8%	-3.7 p.p.	-1.0%	5.8%	-6.8 p.p.

Adjusted EBITDA reached -R\$ 17.2 million in 2Q26 compared to R\$ 53.0 million in 2Q25. Had the aforesaid contract transfer not occurred, the Adjusted EBITDA for 2Q26 would have been -R\$ 1.3 million. The variation vs. 2Q25 is mainly explained by:

- a) **Net Margin:** excluding the negative impact of R\$ 15.9 million in the Trading segment in 2Q26, related to the assignment of the 150 MWavg contract mentioned in previous releases, we would have a negative variance of R\$ 47.0 million between periods. This variation is mainly explained by the lower sales margin.

There was an increase of about R\$ 8.4 million compared to 1Q26 (R\$ 9.6 million), mainly explained by lower energy purchase costs due to market price variations between periods.

- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses for the trading segment totaled R\$ 32.1 million in 2Q26, compared to R\$ 31.5 million in 2Q25. The variations primarily reflect the addition of Way2, with an impact of R\$ 8.1 million, substantially offset by reduced outsourced service expenses. Compared to 1Q26 (R\$ 34.3 million), these expenses decreased by 12.2% due to optimization of the aforesaid outsourced services item.
- c) **ORO:** revenue of R\$ 216.2 million, mainly resulting from the mark-to-market of future energy sale contracts, totaling R\$ 213.1 million in the quarter.

Financial Performance of Noncontrolling Interests

In this section, we present a Managerial Income Statement consolidating the financial performance of hydro assets in which Auren holds NCIs. This presentation is managerial, unaudited, and aims to help you understand the cash flow these assets generate, which ultimately results in dividend distribution to the Company.

The table below highlights key items of these assets' results, jointly weighted by Auren's indirect equity interest, providing clearer insight into their operations. Note that none of the assets considered in this section carries debt on their individual balance sheets.

Managerial P&L for Hydro Assets with NCIs

Managerial P&L Interests (R\$ million based on Auren's equity interest)	2Q26	2Q25 proforma	Change	6M26	6M25 proforma	Change
Volume of Energy Sold (MWavg)	257	247	4.0%	274	276	-0.7%
Net Margin (R\$/MWh)	232	202	14.7%	236	188	25.3%
Net Margin	130.3	109.6	18.9%	281.0	228.7	22.9%
PMSO	(6.1)	(5.9)	2.7%	(11.4)	(11.4)	-0.2%
Adjusted EBITDA¹	124.3	103.6	19.9%	269.7	217.3	24.1%
Depreciation & Amortization	(10.4)	(9.4)	11.1%	(20.8)	(18.8)	10.9%
Other Results (Including MtM)	(4.8)	(28.1)	-83.1%	1.1	4.2	-74.8%
EBIT	109.1	66.1	64.9%	249.9	202.6	23.3%
Finance Income/Cost	(0.9)	6.4	n.a.	3.4	6.5	-47.4%
EBT	108.2	72.5	-49.2%	253.3	209.1	21.1%
Income Tax/Social Contribution	(30.2)	(24.8)	21.8%	(65.0)	(52.0)	25.0%
Net Income²	78.0	47.8	63.3%	188.3	157.0	19.9%
Dividends Announced	110.2	76.1	44.8%	199.5	134.4	48.4%

2Q26 at a glance:

- Net Margin:** a positive variation in margin, of R\$ 20.7 million, mainly explained by price adjustments and increases in Pollarix and CBA Energia's sales contracts between 2Q26 and 2Q25, as stipulated in the contracts. Additionally, the margin was boosted by cost reductions, contributing R\$ 2.4 million, and a 4% increase in energy sales volume, enhancing the quarter's performance.
- PMSO:** the PMSO remained consistent with the amount observed in the previous year (R\$ 6.1 million in 1Q26 vs. R\$ 5.9 million in 2Q26).
- Adjusted EBITDA:** R\$ 124.3 million in 2Q26, a 19.9% increase compared to the R\$ 103.6 million recorded in 2Q25, mainly driven by the R\$ net margin growth between the periods.
- Other Results:** a positive variation of R\$ 23.3 million between the compared quarters results from the mark-to-market effects of energy contracts, reflecting the decline in the future energy price curve.
- Financial Result:** in 2Q26, the financial result was a loss of R\$ 0.9 million, reversing the positive result of R\$ 6.4 million observed in 2Q25. The variation between periods is mainly explained by the following effects: (i) monetary restatement of the UBP balance due to the increase in the index (IGP-M) applied to the UHEs Picada, Baesa, Enercan, Amador; and (ii) reduction in finance income from investments in Pollarix Holding and Amador Aguiar.
- Announced Dividends:** R\$ 110.3 million in the second quarter of 2026, compared to R\$ 76.1 million in 2Q25, due to better earnings for the year calculated in 2026 at Pollarix and CBA Energia.

¹ Adjusted EBITDA excludes mark-to-market effects.

² Net Income reported can be found in Note 11 of Auren Energia's Financial Statements, which is the sum of the share of profit (loss) of the equity-accounted investees Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações.

Other Material Information

Ordinance No. 140/2026 on the Commitment Term for Curtailment

On July 21, 2026, Ordinance No. 140/2026 (PRT 140) was published, establishing guidelines for the operationalization of cost compensation resulting from generation cuts in wind and solar photovoltaic plants as provided in Article 1º-B of Law No. 10.848, dated March 15, 2004. The cuts to be compensated include recognition for reliability and external unavailability compensation for wind and solar photovoltaic plants in the SIN for the period between September 2023 to November 2025. The Ordinance officially establishes the Commitment Term and guidelines for the operationalization of cost compensation resulting from these cuts.

It should be noted that PRT 140 does not include recognition of curtailment for energy reasons, nor does it address reimbursement for curtailment occurring from November 2025 onwards, which remains to be regulated by ANEEL.

For Auren, curtailment cuts classified as reliability or external unavailability (REL) below the threshold to 50% of the curtailment in the period covered by the Law, with an estimated impact of approximately R\$ 300.0 million considering full compensation.

The Company is currently analyzing the content of the Commitment Term from a legal perspective, as well as measuring the compensation under the new ordinance's guidelines, to assess the feasibility of expressing prior interest to join by August 10, as established by the regulations. It should be noted that this expression of interest is not binding.

Should there be an expression of interest, curtailment and reimbursement values will be reviewed by ONS and CCEE in light of what the Ordinance establishes. After this stage, the values will undergo a period of contestation by agents, and after this period, the amounts to be reimbursed will be established. Following the disclosure of the final values, agents may then opt for the definitive signing of the Commitment, on a date to be defined by the MME.

According to the deadlines set by the publication, we estimate that document signatures will take place around the second quarter of 2027 and that payments related to reimbursements will effectively start in the second half of 2027.

Access the full document published [here](#) (Portuguese only).

Corporate Reorganization

As announced in Material Facts disclosed on [April 14, 2026](#) and [June 24, 2026](#), and in the Announcement of [June 1, 2026](#), the Company informed its shareholders and the general market about the progress of the corporate reorganization of Auren Energia's business group. The reorganizations primarily aims to: (a) concentrate hydroelectric assets in a single vehicle (CESP – Companhia Energética de São Paulo); (b) rationalize and streamline the corporate structure of the Auren Energia business group, reducing the number of publicly traded companies; and (c) increase cash and debt management efficiency.

The Corporate Reorganization was structured in two sequential phases, subject to the fulfillment of the usual precedents for this type of operation, including regulatory approvals and third-party consents.

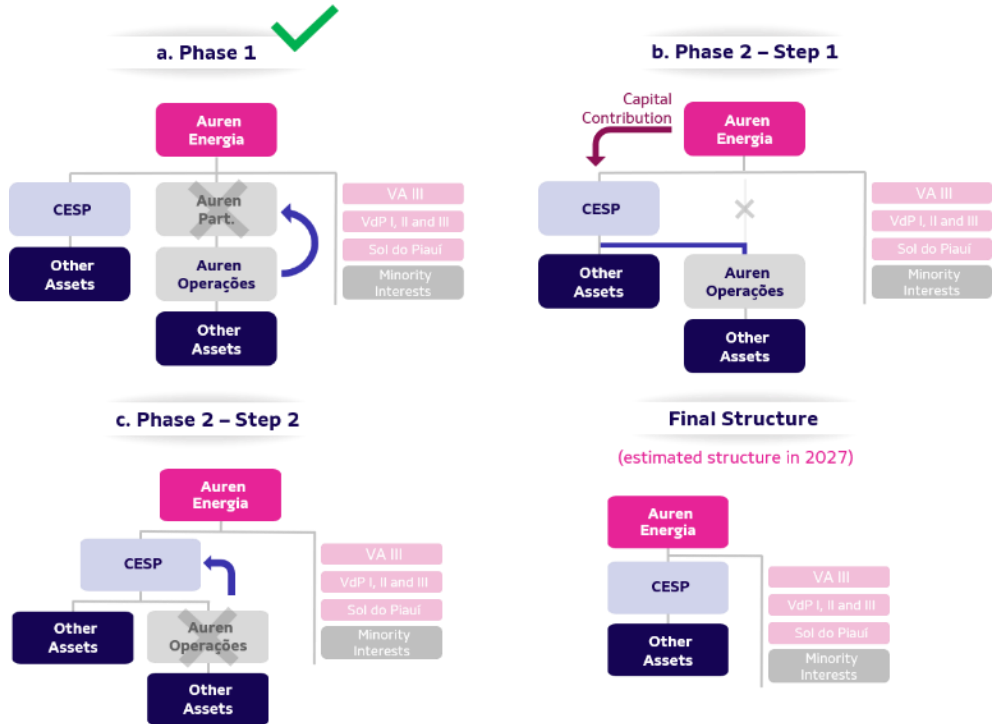
On May 31, the Company **completed Phase 1 of the corporate reorganization**, involving the conclusion of the downstream merger of Auren Participações into Auren Operações. Following the completion of this stage, Auren Participações was dissolved, and Auren Operações universally succeeded all its rights and obligations, becoming a wholly-owned subsidiary of Auren Energia. Consequently, the debentures previously issued by Auren Participações are now issued by Auren Operações, retaining their terms and respective trading codes.

On June 24, the Boards of Directors of Auren Energia, CESP, and Auren Operações **approved Phase 2 of the corporate reorganization**, comprised of:

- (a) **Phase 2 – Step 1:** the transfer by Auren Energia of certain assets and liabilities to CESP through a capital contribution, including 100% of the common, registered, book-entry and no-par value shares issued by Auren Operações, and the drop-down of Auren Energia's 3rd Debenture Issuance (R\$ 2.5 billion), aligning debt allocation with the assets' operational cash generation. As a result, CESP will become the direct shareholder corresponding to 100% of Auren Operações' share capital.
- (b) **Phase 2 – Step 2:** the merger of Auren Operações by CESP, resulting in its dissolution and consolidating the hydroelectric assets and corresponding operational structure in CESP.

The implementation of Phase 2 remains conditional upon the fulfillment of the precedents outlined for the operation, including, among other things, obtaining applicable regulatory authorizations, especially from ANEEL, consents from the debenture holders, and other involved third parties, and meeting other conditions stipulated in the operation documents. The Company will keep its shareholders and the market duly informed about any material developments.

Corporate Reorganization Steps

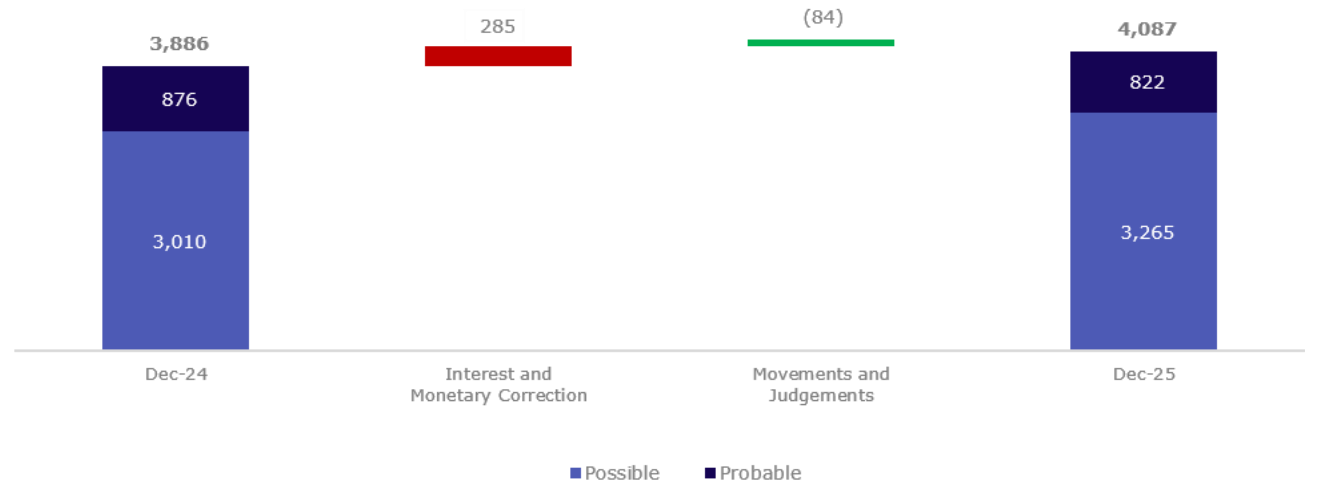


Contingent Liabilities

In line with market best practices, Auren discloses its contingent liabilities covering both probable and possible loss estimates.

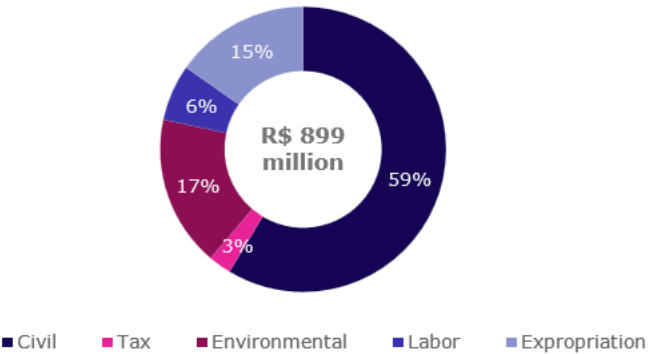
The Company is currently party to lawsuits totaling R\$ 899 million in provisions (probable losses) and R\$ 2,986 million in contingencies classified as possible losses. The consolidated amount of R\$ 3,885 million represents a R\$ 201 million decrease compared to the 4th quarter of 2025, mainly reflecting procedural developments and monetary restatement. The most significant development concerns the Company's resounding victory in a tax proceeding.

Contingent Liabilities – Probable and Possible



As shown in the graph below, under the designation "Contingent Liability Profile," the distribution of risk provisioned by legal nature reveals a predominance of the civil portfolio, which accounts for 59% of the likely risk. These mostly include indemnification claims as well as regulatory and real estate disputes (excluding expropriation cases), with a total of 1,183 ongoing lawsuits.

Probable Contingent Liabilities (% of Total)



Auren emphasizes that the value of contingent liabilities is regularly reviewed, as its measurement is indexed to the Company's best risk prognosis, including the progression of court cases.

Quarterly Overview

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

SIN Reservoir Levels

(% Maximum Energy Stored)

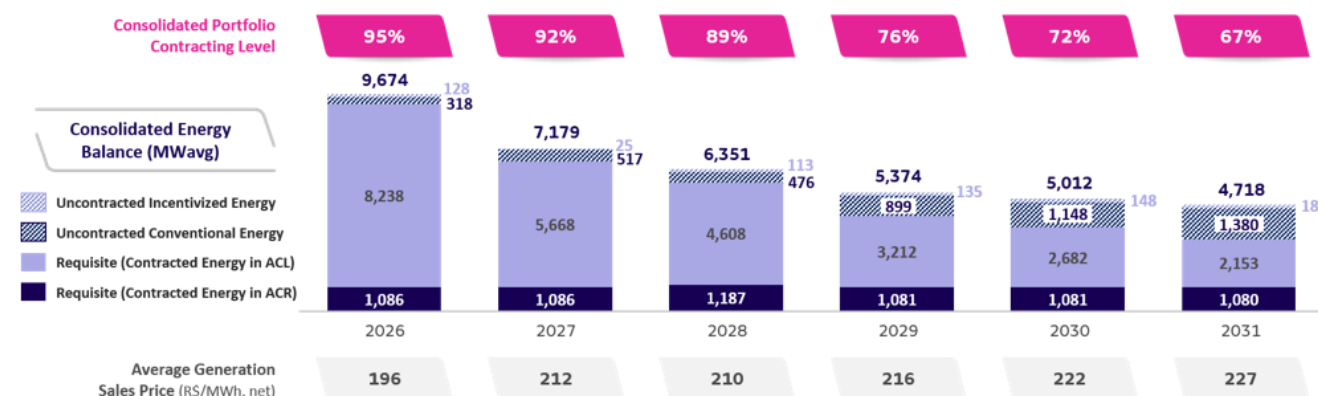


The **improvement in hydrological conditions** during the second quarter and lower-than-expected demand supported the **recovery of SIN reservoirs**, helping **drive down energy prices** during the period.

Wind and Solar Curtailment and Modulation

2Q26	Wind	Solar
SIN Curtailment (%)	15.7%	25.8%
Auren Curtailment (%)	12.9%	26.0%
Effective Auren Generation (% of P50)	84.3%	67.8%
Auren Curtailment by Source (R\$ million)	77.8	20.1
Auren Consolidated Curtailment (R\$ million)	97.8	
(-) Modulation gains (R\$ million)	70.5	
(=) Curtailment Net of Modulation (R\$ million)	27.3	

Consolidated Power Balance



Energy Allocated in MRE

(GWavg)



The **GSF reached 99%** in 2Q26 (+3 p.p. vs. 2Q25), reflecting a combination of **higher hydroelectric generation** and **lower allocation of firm power** by MRE participants.

Summary Financials

Adjusted EBITDA of R\$ 858.9 million (-12.4% vs. 2Q25), influenced by:

- **Lower wind resources**, with a negative deviation of 4.4 p.p. compared to asset certification in 2Q26 and increased curtailment.
- **Curtailment of R\$ 97.8 million** in the quarter, largely offset by **R\$ 70.5 million in modulation gains** during the period.
- **Lower results from the Trading** in 2026, due to lower trading margins.

Reduction in net debt, with a **slight increase in leverage** (5.3x Net Debt/Adjusted EBITDA) due to a decrease in the EBITDA of the past 12 months.