



1T
26

Release de
Resultados

MAIO
2026

SUMÁRIO

Destaques	4
Carta da Administração	6
Mercado de Energia	7
Desempenho Operacional	10
Hidrelétrica.....	10
Eólica.....	11
Solar	12
Impacto do <i>Curtailment</i> e Ganhos de Modulação	14
Balanco Energético	15
Balanco Energético Consolidado	15
Balanco Energético do Segmento de Geração.....	15
Balanco Energético do Segmento de Comercialização.....	17
Balanco Energético das Participações Minoritárias.....	18
Desempenho Financeiro	19
Desempenho Financeiro Consolidado	19
Desempenho Financeiro do Segmento de Geração.....	26
Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização.....	27
Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias.....	28
Outras Informações Relevantes	29
Reorganização Societária.....	29
Visão Geral do Trimestre	30

Teleconferência

07 de maio 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.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2026:

AURE3:

R\$ 11,94

Valor de Mercado:

R\$ 12,5 bilhões

Destaques

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

Resiliência do portfólio: no 1T26, a Companhia obteve **ganhos de modulação de R\$ 97,2 milhões, mitigando integralmente o efeito do *curtailment*** (R\$ 86,2 milhões). O ganho total de modulação foi **5 vezes maior** do que o observado no 1T25 (R\$ 19,4 milhões). Esse resultado é função do perfil horário de geração da Companhia, da maior volatilidade dos preços e do PLD médio mais elevado no trimestre.

Avanço na reorganização societária: a Auren aprovou a **primeira etapa da Reorganização Societária**, que corresponde à incorporação da Auren Participações pela Auren Operações (Fase 1). O **objetivo final da reestruturação é concentrar os ativos hidrelétricos** em um único veículo (CESP – Companhia Energética de São Paulo), **simplificar a estrutura societária**, reduzir o número de **subsidiárias de capital aberto** e aumentar a **eficiência na gestão de caixa e endividamento**. A Fase 1 foi aprovada em assembleias e permanece condicionada à implementação de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias e de credores. A última etapa, que corresponde a incorporação da Auren Operações pela Cesp (Fase 2), segue em avaliação pela Companhia.

Eficiência na gestão de custos e despesas operacionais: o PMSO aumentou em R\$ 11,6 milhões em comparação ao 1T25, um **crescimento nominal de 3,8%, abaixo da inflação do período**. O resultado reflete o compromisso da Companhia com o **aprimoramento de processos e ganhos contínuos de eficiência**, já tendo entregado R\$ 278,7 milhões de sinergias ao longo de 2025.

EBITDA Ajustado: a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no 1T26**, redução de 23,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo de um **resultado menor da comercializadora**, do **menor recurso eólico e solar** e da **menor geração hidrelétrica** das usinas do MRE. Destacamos que, no 1T25, houve ganhos expressivos na comercializadora decorrentes do deslocamento de PLD entre os submercados SE/CO e N/NE.

Disciplina na gestão financeira: a **dívida líquida reduziu R\$ 135,4 milhões** no trimestre, enquanto a alavancagem subiu marginalmente para 5,2x 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 mais acentuada a partir de 2027.

Construção de Cajuína 3: as obras de Cajuína 3, com capacidade instalada de 112,1 MW, apresentam **evolução consistente**, em linha com o cronograma e o orçamento definidos, com um **avanço físico de aproximadamente 72%**. Já houve a montagem completa de 8 dos 19 aerogeradores do parque. O comissionamento dos equipamentos está previsto para ocorrer ao longo do ano, enquanto a **operação comercial completa é estimada para dezembro de 2026**.

| Tabela 1 | Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

A Auren possui uma capacidade instalada operacional total de 8.722,8 MW, com participação de 100% em ativos próprios de 8.098 MW, dos quais 4.198 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.023 MW correspondem à capacidade eólica própria e 876 MWac correspondem à fonte solar. Além dos ativos próprios, a Companhia também possui participação minoritária em ativos hidrelétricos (548 MW) e participação de 50% no ativo eólico Tucano Holding III (77 MW).

Destaques Operacionais Geração (MW médios)	1T26	1T25	Var.
Hidro	2.062,2	2.576,8	-20,0%
Eólica ¹	835,2	994,9	-16,0%
Solar ¹	186,9	205,2	-8,9%
Total Próprios	3.084,4	3.776,9	-18,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ²	305,0	307,7	-0,9%
Total Próprios e Participações	3.389,4	4.084,6	-17,0%

Destaques Operacionais Disponibilidade Média	1T26	1T25	Var.
Eólica	94,2%	92,5%	1,7 p.p.
Solar	98,8%	97,6%	1,2 p.p.

Destaques Financeiros (R\$ milhões)	1T26	1T25 proforma	Var.
Receita Líquida	3.074,5	2.952,3	4,1%
Geração	1.734,4	1.621,0	7,0%
Hidrelétrica	1.026,5	989,3	3,8%
Eólica	620,9	598,3	3,8%
Solar	133,4	130,6	2,1%
Eliminações da Geração	(46,3)	(97,2)	-52,3%
Comercialização	2.025,0	1.787,8	13,3%
Eliminações	(684,9)	(456,5)	50,0%
EBITDA Ajustado³	925,9	1.205,3	-23,2%
Geração	984,6	1.064,0	-7,5%
Hidrelétrica	615,3	584,2	5,3%
Eólica	315,0	394,4	-20,1%
Solar	54,4	85,3	-36,2%
Comercialização	(23,8)	161,7	n.a.
Holding e Pipeline	(35,0)	(20,4)	71,6%
Margem EBITDA Ajustada	30,1%	40,8%	-10,7 p.p.
Resultado Líquido	(601,6)	54,0	n.a.
Dívida Líquida	19.101,7	18.961,8	0,7%
Alavancagem	5,2x	4,8x	0,4x

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 1T26 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 primeiro trimestre de 2026 ainda apresentou um ambiente desafiador do ponto de vista operacional e regulatório, mas com fundamentos que começam a indicar um cenário mais equilibrado à frente. Ao longo de 2026, nossos esforços estarão concentrados no aprimoramento de processos internos, na conclusão da reorganização societária, na implementação do orçamento base zero (OBZ) e na busca contínua por eficiência. Também estaremos bastante dedicados à execução da estratégia de inteligência artificial da Companhia. A disciplina na alocação de recursos e o aprofundamento dessa agenda de eficiência são pilares centrais para o aumento da competitividade da Companhia e para a sustentação da geração de valor no longo prazo.

O período úmido 2025-2026 iniciou com vazões abaixo da média e preços de energia elevados. Esse cenário foi persistente até meados de fevereiro de 2026 onde foi observada uma reversão positiva do cenário hidrológico e recuperação gradual das vazões, resultando no replecionamento mais expressivo dos reservatórios do SIN em março. Após iniciar o ano com nível de armazenamento em 45%, a recuperação das vazões ao longo do trimestre permitiu encerrar março em 69%, patamar 13 p.p. acima da média dos últimos dez anos. Ainda assim, o GSF médio do trimestre atingiu 91%, abaixo dos 107% registrados no mesmo período do ano anterior, refletindo a menor geração de energia pelas usinas hidrelétricas do MRE.

Em resposta ao contexto energético, o PLD médio no submercado SE/CO foi de R\$ 308/MWh no 1T26 (vs. R\$ 162,3/MWh no 1T25), acompanhado de maior volatilidade horária na ordem de 45%, evidenciando um cenário mais dinâmico e complexo. Seguindo a dinâmica atual de mercado, a tendência é de que tenhamos cada vez mais volatilidade nos preços do mercado de curto prazo (PLD), com reflexo também na curva de preços dos próximos anos, corroborando com a tese de elevação dos preços de longo prazo que vemos tornando-se cada vez mais consensual.

Em relação aos cortes de geração (*curtailment*), o trimestre apresentou níveis médios para o Sistema Interligado Nacional – SIN em linha com os observados no 1T25, com 14,9% para a fonte eólica e 16,2% para a fonte solar. O impacto financeiro bruto sobre o portfólio da Companhia foi de R\$ 86,2 milhões no período. No entanto, esse efeito foi integralmente compensado pelos ganhos de modulação, que totalizaram R\$ 97,2 milhões, cinco vezes superiores aos registrados no 1T25, refletindo o perfil horário de geração da Companhia, com maior participação de hidrelétrica e eólica, e a maior volatilidade dos preços de energia, como já mencionado. Todo o contexto atual reforça os desafios operacionais e as oportunidades de captura de valor para os agentes bem-posicionados. Com isso, destacamos a importância do equilíbrio entre as diferentes fontes e geografias de nosso portfólio.

Nesse contexto, registramos um EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no trimestre, uma queda de 23,2% em relação ao 1T25, impactada principalmente pelo menor resultado da comercializadora, pelo menor recurso eólico e solar e pela redução da geração hidrelétrica das usinas do MRE. Mesmo em meio a este cenário e com investimento em expansão da nossa capacidade instalada, a geração de caixa pela Companhia permitiu a redução da dívida líquida em R\$ 135,4 milhões no trimestre. Ainda assim, a alavancagem subiu marginalmente, para 5,2x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM), em linha com a expectativa da Companhia e conforme curva de desalavancagem apresentada em julho de 2025, durante o Auren Day, com estabilidade ao longo de 2026 e intensificação da desalavancagem a partir de 2027.

Na agenda de aprimoramento contínuo dos processos internos, o trimestre foi marcado por avanços relevantes. Em abril de 2026, aprovamos a primeira fase da reorganização societária, envolvendo a incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações. Essa iniciativa representa o primeiro passo de um processo mais amplo que visa concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo, simplificar a estrutura societária e aumentar a eficiência na gestão de caixa e do endividamento. A conclusão da reorganização societária deve ser concluída até o final de 2026.

Na frente de crescimento, as obras do projeto Cajuína 3 (112,1 MW) seguem evoluindo de forma consistente, com avanço físico em 72%, alinhado com o cronograma e o orçamento do projeto. O comissionamento está previsto para ocorrer ao longo do ano, com entrada em operação comercial completa estimada para o mês de dezembro, reforçando nossa estratégia de expansão do portfólio renovável.

Olhando à frente, acreditamos que, à medida que o ambiente regulatório evolua e as iniciativas em curso amadureçam, a Auren estará posicionada para capturar de forma mais ampla os benefícios dessas transformações. Esperamos concluir, ao longo do ano, as discussões regulatórias relacionadas ao *curtailment*, criando um ambiente mais previsível e propício para investimentos de longo prazo no setor de geração no Brasil.

A partir de 2027, esperamos uma evolução consistente do EBITDA, da geração de caixa e do processo de desalavancagem, mantendo nosso alinhamento estratégico e nos posicionando em meio a um ambiente complexo, transformando desafios em oportunidades e gerando valor sustentável no longo prazo.

Fabio Zanfelice
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

O período úmido 2025-2026 (novembro/25 a março/26) começou com uma Energia Natural Afluente (ENA) significativamente abaixo da Média de Longo Termo (MLT), apresentando melhora somente a partir de fevereiro de 2026. O mês de janeiro, por exemplo, que historicamente possui a terceira maior MLT em termos absolutos, registrou uma ENA excepcionalmente baixa, no patamar de 63% da MLT, a quarta pior da série histórica de 94 anos. Como consequência, houve uma recuperação muito tímida dos reservatórios até o final de janeiro, seguido de um aumento significativo no PLD e na curva futura de preços de energia.

Esse comportamento hidrológico abaixo da média na maior parte do país é explicado pela influência das águas mais frias do que o normal na região equatorial do Atlântico, região importante para o transporte de umidade em direção ao Brasil. Com esse fluxo de umidade reduzido, a chuva ficou abaixo da média na maioria das regiões. O Nordeste foi a exceção por ter se beneficiado do posicionamento dos eventos de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), sistema comum no período úmido e que costuma provocar chuvas intensas.

Ao longo do mês de fevereiro, houve uma reversão importante de expectativa após a recuperação da ENA, que atingiu uma média mensal de 82% da MLT para o mês e 90% para março. Assim, a média da ENA do SIN para o trimestre foi de 79% da MLT, desempenho 5 p.p. abaixo do observado no mesmo trimestre do ano passado, mas representando uma recuperação significativa de 11 p.p. frente aos 68% da MLT verificado no 4T25.

| Tabela 2 | 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	1T
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	84%
2026	63%	82%	90%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79%

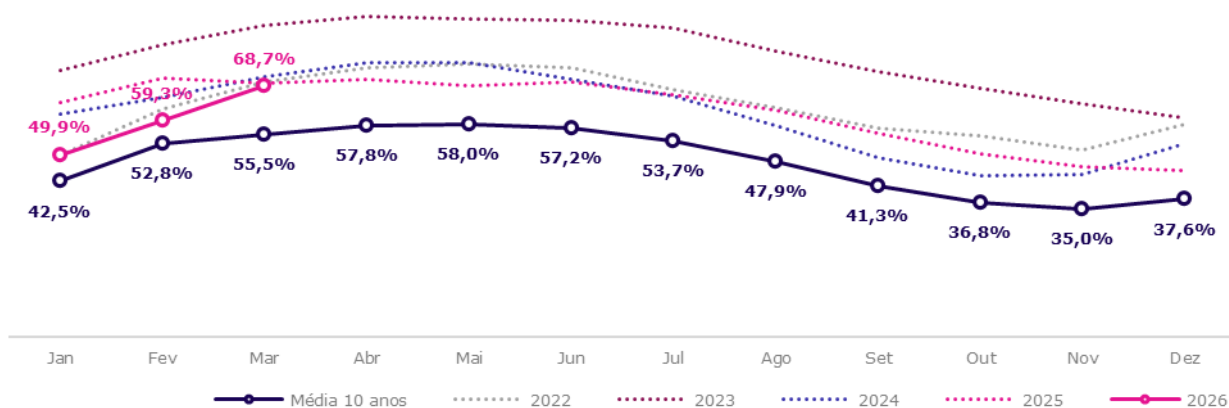
Fonte: ONS

Pelo quarto trimestre consecutivo, as temperaturas no Sudeste/Centro-Oeste ficaram, em geral, abaixo da média climatológica – em resposta à ausência de ondas de calor, comuns nesta época do ano. Esse padrão contrasta com o observado no ano anterior, quando ondas de calor intensas atingiram grande parte do país em fevereiro e março, sustentando temperaturas mais elevadas.

Nesse cenário, o comportamento das temperaturas continuou impactando de forma relevante a demanda do SIN. A carga global registrada no 1T26 foi de 85,9 GW médios, uma redução de 1,9% em relação ao valor projetado pelo ONS (PLAN 2026-30¹). Na comparação entre os períodos, a carga recuou 0,2% em relação ao 1T25, enquanto registrou alta de 4,7% em relação ao 4T25.

Com o aumento da vazão ao longo do trimestre, a trajetória dos reservatórios foi crescente, partindo de 45% da capacidade máxima ao fim do 4T25 para 69% no encerramento do 1T26. Além da melhora das condições hidrológicas, esse acréscimo se deve ao aumento do despacho termelétrico por ordem de mérito de 4,3 GW médios no 1T25 para 6,4 GW médios no 1T26. Como resultado, o nível de armazenamento do SIN registrou um aumento de 23 p.p. ao longo do 1T26, 13 p.p. acima da média dos últimos dez anos e um patamar muito próximo aos 70% registrados ao fim do 1T25, mesmo tendo iniciado 8 p.p. abaixo.

| Gráfico 1 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

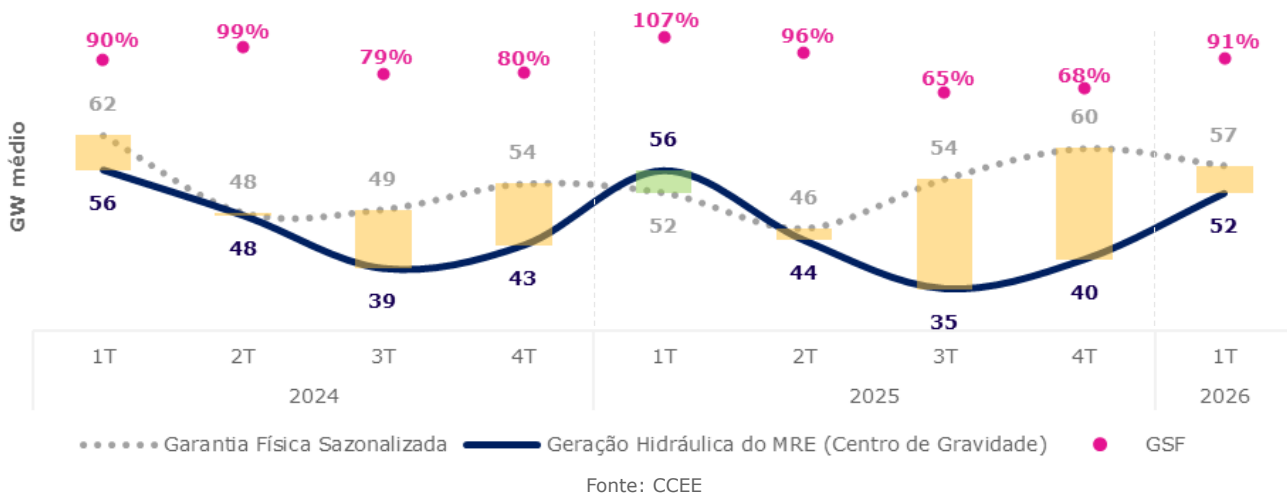


Fonte: ONS

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

Ainda assim, na comparação com o ano anterior, a geração hidrelétrica do MRE foi menor: o 1T26 registrou 52 GW médios vs. 56 GW médios no 1T25, refletindo a condição hidrológica desfavorável, maior despacho termelétrico e o consumo de energia abaixo do previsto devido a ocorrência de temperaturas abaixo do esperado para o período. Em paralelo, o GSF observado no 1T26 apresentou uma variação negativa de 16 p.p. em relação ao mesmo período de 2025 (91% no 1T26 vs. 107% no 1T25), dos quais -8 p.p. se devem à menor geração hidrelétrica e -8 p.p. resultam da maior alocação de garantia física pelos participantes do MRE no primeiro trimestre (57 GW médios no 1T26 vs. 52 GW médios no 1T25), conforme ilustrado no Gráfico 2. Para os agentes que alocaram a garantia física em linha com o MRE em 2025 e 2026, como a Auren, o efeito financeiro está diretamente relacionado ao volume de energia gerada pelas usinas hidrelétricas do MRE, que caiu 8 p.p. em relação ao 1T25.

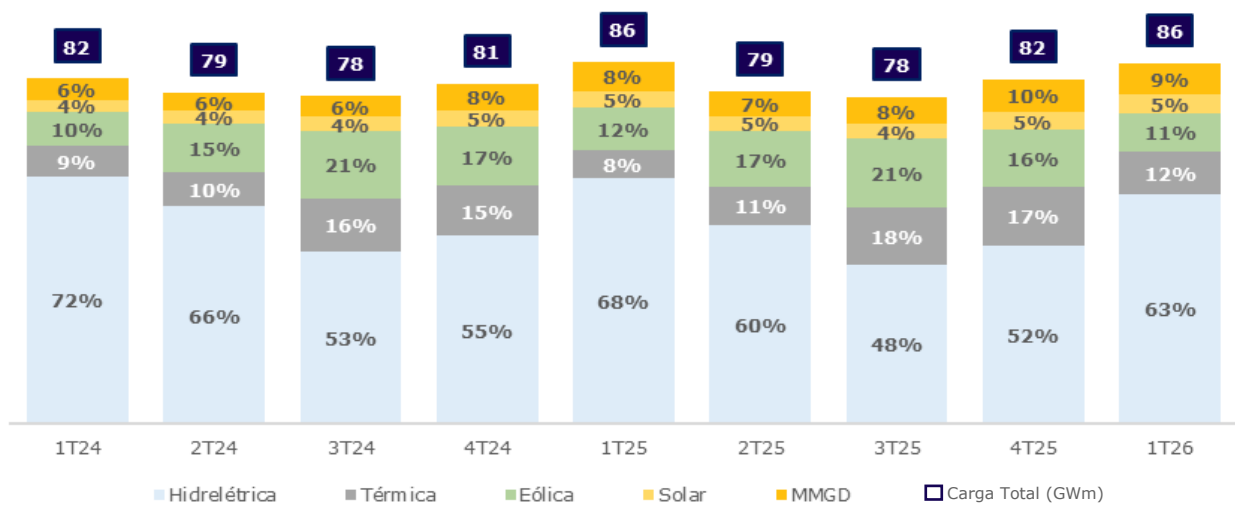
| Gráfico 2 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e minigeração distribuída (MMGD), ampliou a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 12,1 GW médios (cerca de 14% da carga) no 1T26 ante 10,9 GW médios no 1T25 (12% da carga). A fonte eólica reduziu a participação no atendimento à carga em 1,2 GW médios (-1 p.p.) se comparado ao 1T25, em resposta ao menor recurso eólico entre os trimestres (10,6 GW médios no 1T26 vs. 11,4 GW médios no 1T25).

Quanto à geração hidrelétrica, houve redução na participação desta fonte no atendimento à carga, passando de 68% no 1T25 para 63% no 1T26 (Gráfico 3), devido aos fatores anteriormente mencionados. Por fim, a fonte termelétrica apresentou um aumento de 8% no 1T25 para 12% no atendimento à carga no 1T26.

| Gráfico 3 | Balanço 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\$ 308/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 45%, o que representa uma elevação significativa em relação ao PLD médio de R\$ 162/MWh registrado no 1T25, com volatilidade *intraday* de 19%. Dado o PLD mais elevado, o submercado SE/CO apresentou níveis mais reduzidos de deslocamento em relação ao submercado Nordeste quando comparado ao 1T25, com diferença média de apenas

R\$ 21/MWh ante R\$ 103/MWh observados no mesmo período do ano anterior. O descolamento mais relevante se deu em relação ao submercado Sul, onde o PLD médio ficou R\$ 50/MWh acima do SE/CO no trimestre, enquanto no 1T25 o descolamento foi de R\$ 2/MWh.

| Tabela 3 | PLD Médio e Volatilidade por Submercado (R\$/MWh)

	PLD por Submercado (R\$/MWh)			Volatilidade <i>Intraday</i> (%)		
	1T26	1T25	Var.	1T26	1T25	Var.
SE/CO	308,1	162,3	89,8%	45%	19%	26 p.p.
Sul	358,0	164,1	118,1%	30%	18%	13 p.p.
Nordeste	286,8	58,9	386,7%	49%	7%	42 p.p.
Norte	287,3	58,9	387,6%	49%	7%	42 p.p.

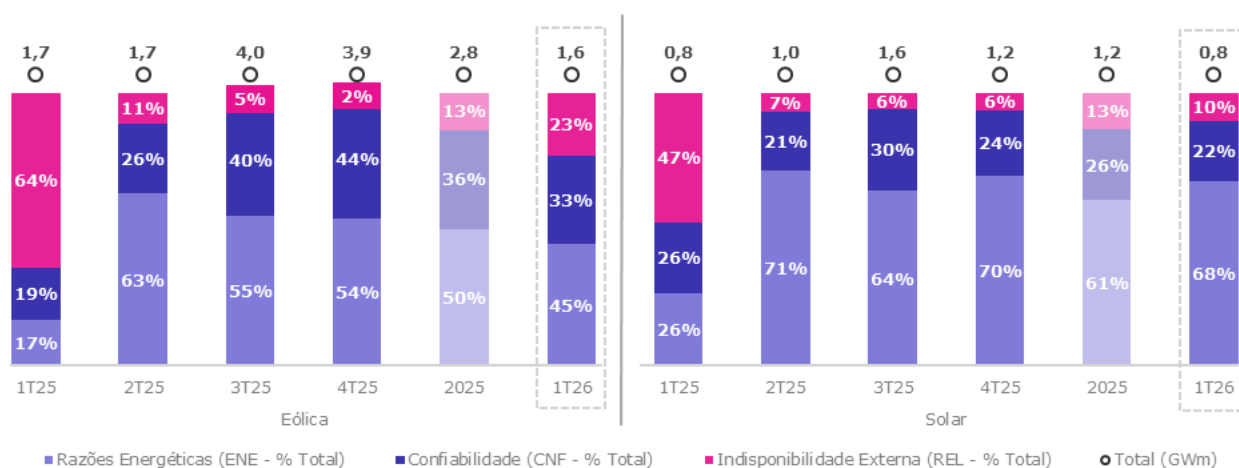
Fonte: ONS e CCEE

Em relação à variação dos preços de energia ao longo do dia, os efeitos mais significativos continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite, assim como observado nos trimestres anteriores. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO chegou a 45% no trimestre, nível bem acima dos 19% observados no 1T25 e superior aos 36% registrados no 4T25. A elevação da volatilidade no 1T26, na comparação com o mesmo período do ano anterior, está associada a três fatores: (i) cenário hidrológico desfavorável aumentando o custo marginal de operação; (ii) concentração de produção de energia ao longo do dia em função do aumento da capacidade instalada de MMGD; e (iii) o PLD em patamar mais baixo no 1T25, reflexo da hidrologia mais favorável naquele período.

Por fim, com base nos dados disponibilizados pelo ONS, o 1T26 apresentou uma pequena redução nos cortes de geração quando comparado ao 1T25. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 14,9% (1,6 GW médios) no 1T26, o mesmo patamar registrado no 1T25 e inferior aos 23,1% registrados no último trimestre de 2025. Para a fonte solar, o *curtailment* foi de 16,2% (0,8 GW médios) no trimestre, inferior à restrição de 17,9% no 1T25 e substancialmente inferior se comparado ao último trimestre de 2025 (23,9%).

Os cortes de motivação elétrica, passíveis de ressarcimento após o atingimento da franquia, corresponderam a 23% para a fonte eólica e 10% para a fonte solar, composição distinta da observada no 1T25, quando os cortes foram majoritariamente classificados como motivação elétrica (64% para a fonte eólica e 47% para a fonte solar). Tal comportamento refletiu principalmente a queda de torres de transmissão no primeiro trimestre de 2025, o que limitou o escoamento da energia de Belo Monte pelo bipolo Xingu/Terminal Rio.

| Gráfico 4 | Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre, especialmente impostos pelo GSF e *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 evidência a resiliência do portfólio da Auren.

| Tabela 4 | Capacidade Instalada e Produção¹ Segregadas por Fonte de Geração

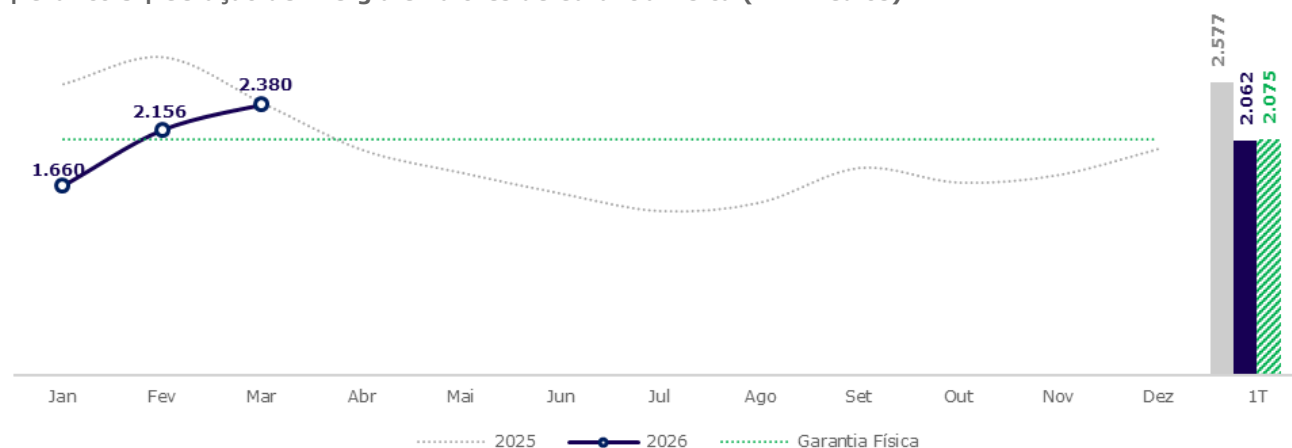
Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração ¹ (MW médio)		
			1T26	1T25	Var.
Hidrelétrica ²	4.198,4	2.074,6	2.062,2	2.576,8	-20,0%
Eólica ³	3.100,4	1.499,0	835,2	994,9	-16,0%
Solar	876,4	238,2	186,9	205,2	-8,9%
Total Próprios	8.175,3	3.811,8	3.084,4	3.776,9	-18,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ⁴	547,5	265,3	253,0	223,1	13,4%
Total Próprios e Participações	8.722,8	4.077,2	3.337,4	4.000,0	-16,6%

Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 2,1 GW médios no primeiro trimestre de 2026, representando uma redução de 20,0% em relação ao mesmo período do ano anterior e 0,6% abaixo da garantia física dos empreendimentos. Esse desempenho reflete o menor despacho realizado pelo ONS.

O Gráfico 5, a seguir, mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

| Gráfico 5 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)⁵



No 1T26, o Índice de Disponibilidade Verificada (IDv60)⁶ manteve-se acima dos valores de referência da ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio – Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava – que, em conjunto, representam 78,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos índices ainda se encontram abaixo das referências – equivalente a 15,0% da capacidade hidrelétrica da Auren – a menor disponibilidade reflete eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções programadas ou intercorrências específicas. Para endereçar esse impacto, a Companhia adequou as manutenções plurianuais, visando aumentar a confiabilidade dos ativos e preservar a disponibilidade.

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 Carbodoro 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.

⁵ Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.

⁶ IDv60 (Índice de Disponibilidade Verificada – 60 meses), que mede a disponibilidade real de uma usina em operar em comparação com sua capacidade de referência nos últimos 5 anos.

Eólica

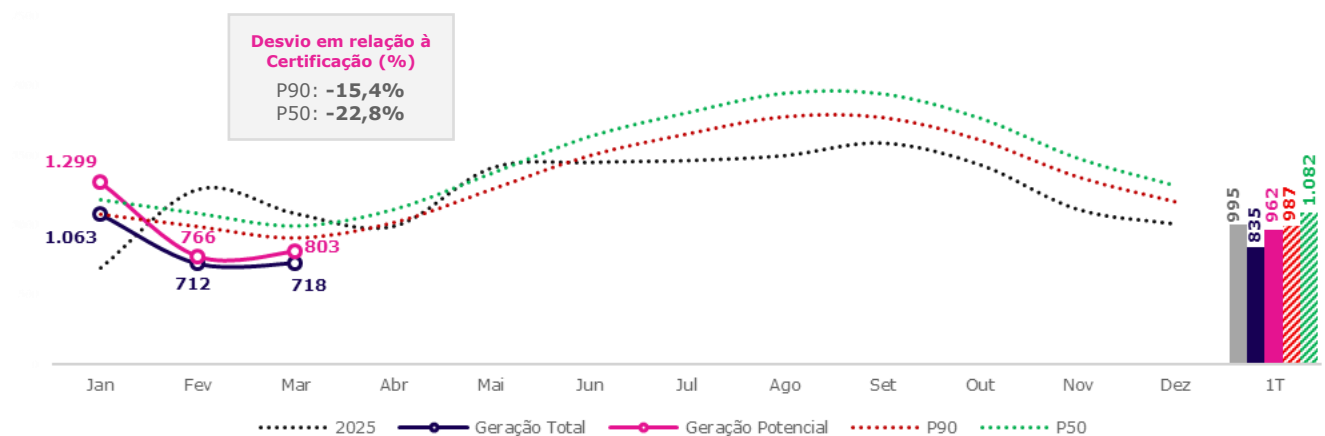
A produção de energia dos ativos eólicos, somada à parcela ressarcível (após atingimento da franquia) da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 835,2 MW médios no 1T26 - 16,0% inferior ao 1T25 - representando 77,2% do percentil 50 da certificação de geração (P50) e 84,6% do percentil 90 (P90), conforme apresentado no Gráfico 7. O desempenho reflete, principalmente, o menor recurso eólico no período (equivalente a uma redução de 11,7% em relação ao P50) e incidência de *curtailment* (equivalente a 12,9% do P50).

O nível de *curtailment* eólico observado no SIN durante o trimestre foi semelhante ao do 1T25, porém com uma composição distinta: enquanto no mesmo período do ano anterior os cortes foram predominantemente classificados como REL (64%), no 1T26 observou-se maior participação de restrições associadas às Razões de Confiabilidade (CNF) e Razão Energética (ENE), conforme evidenciado no Gráfico 6 da seção "Mercado de Energia".

A geração potencial (soma da produção efetiva e da parcela de energia não produzida associada aos cortes de corte), totalizou 97,4% do P90 e 88,9% do P50 no trimestre.

O Gráfico 6 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.

| Gráfico 6 | Portfólio Eólico – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
Geração Total 2025¹	684,7	1.250,8	1.073,9	984,9	1.404,3	1.444,1	1.457,6	1.493,4	1.583,6	1.426,5	1.105,7	1.000,1	994,9
Geração Total 2026¹	1.063,4	712,3	718,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	835,2
Geração Potencial 2025²	727,9	1.338,7	1.156,8	1.035,4	1.574,7	1.626,6	1.722,4	1.835,1	2.022,9	1.994,2	1.410,9	1.171,0	1.065,9
Geração Potencial 2026²	1.298,9	765,5	802,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	962,0

O 1T26 seguiu a tendência observada ao longo do ano de 2025, que consolidou o processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados. As rotinas de manutenção preventiva, corretiva e preditiva seguiram sendo sustentadas por uma governança de operação mais robusta e pela gestão integrada dos estoques estratégicos de componentes.

Considerando a sazonalidade e o cenário de recursos mais baixos observados neste trimestre e visando a otimização de nossa produção de energia, realocamos parte das manutenções programadas para ocorrer ao longo do trimestre e do ano para janelas oportunas em termos de recurso eólico. Tal medida levou a uma disponibilidade média de 94,0% no portfólio eólico consolidado no 1T26, uma evolução de 2 p.p. ante os 92,0% observados no 1T25, conforme apresentado a seguir.

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.

| Tabela 5 | Portfólio Eólico - Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Consolidados em 2026

Disponibilidade Média dos Ativos Consolidados	1T	2T	3T	4T	Acumulado do Ano
2025	92,0%	93,5%	94,8%	94,2%	93,6%
2026	94,0%	-	-	-	94,0%

Conforme apresentado no Gráfico 7, a produção do portfólio eólico no trimestre atingiu 76,0% do P50 e 83,3% do P90 no trimestre, como resultado de uma menor disponibilidade de recurso eólico quando comparados à certificação (11,7% abaixo do P50 vs. 3,8% acima do P50 do 1T25) e do curtailment, que reduziu a geração esperada em 12,9 p.p., dos quais 11,7 p.p. são relativos à parcela não ressarcível (vs. 13,9 p.p. no 1T25, dos quais 8,3 p.p. não ressarcíveis).

| Gráfico 7 | Portfólio Eólico – Desempenho da Geração Consolidada no 1T26 (P50 em base 100)¹



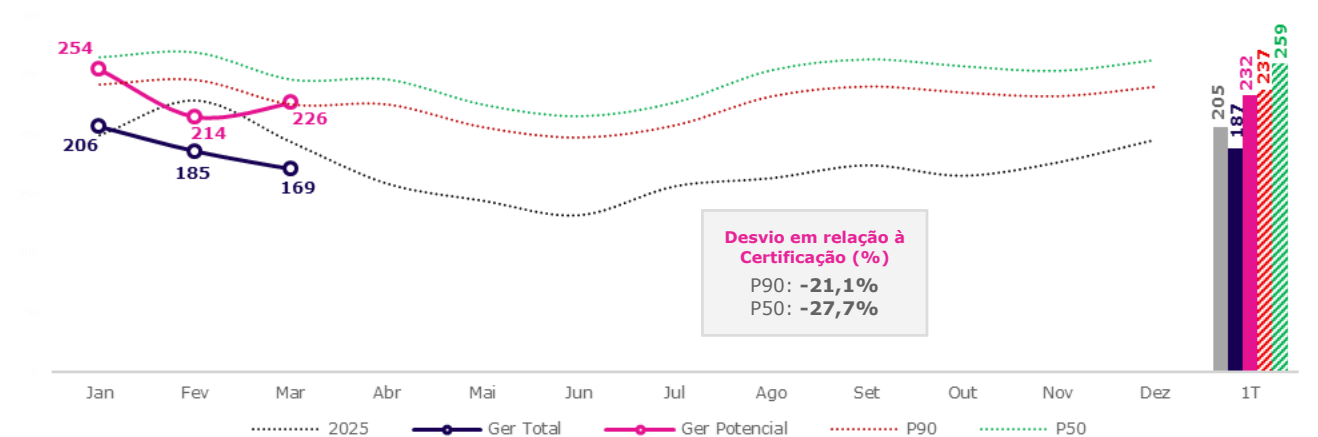
Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à parcela ressarcível (após atingimento da franquia) da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 186,9 MW médios no 1T26, 8,9% inferior ao 1T25. No trimestre, a produção representou 72,3% do percentil 50 (P50) definido pela certificação da geração dos parques e 78,9% do percentil 90 (P90). O resultado foi influenciado principalmente por restrições de geração (*curtailment*) classificadas como CNF e ENE.

O Gráfico 8 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.

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

| Gráfico 8 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
Geração Total 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	205,2
Geração Total 2026¹	206,2	184,9	169,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186,9
Geração Potencial 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	241,5
Geração Potencial 2026²	254,1	214,0	225,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231,9

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,4% no 1T26, um avanço de 2,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2025, conforme apresentado na Tabela 6. O resultado reforça o amadurecimento da gestão operacional e a efetividade das iniciativas direcionadas à redução de indisponibilidades, influenciando diretamente a melhoria contínua da operação e performance técnica dos ativos.

| Tabela 6 | Portfólio Solar - Disponibilidade Média Consolidada

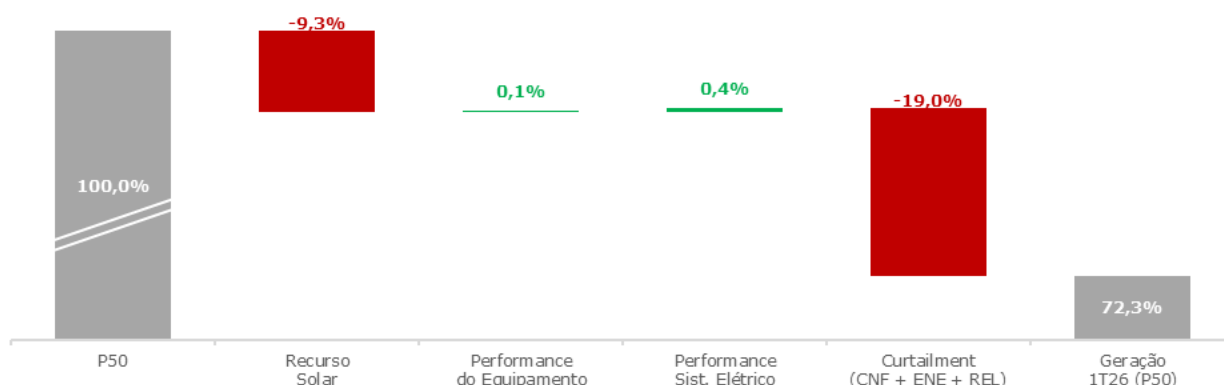
Disponibilidade Média dos Ativos	1T	2T	3T	4T	Acumulado do Ano
2025	95,9%	98,5%	99,0%	98,8%	98,0%
2026	98,4%	-	-	-	98,4%

Conforme apresentado no Gráfico 9, em linhas gerais, apesar do recurso solar abaixo do previsto nas certificações (9,3% abaixo da certificação P50 vs. 1,4% abaixo do P50 no 1T25), a principal influência negativa na performance do trimestre decorreu do *curtailment*, sobretudo da parcela não ressarcível, que representou isoladamente uma redução de 19,0 p.p. frente à certificação P50 (vs. 21,1 p.p., dos quais 14,0 p.p. não ressarcíveis no 1T25).

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.

| Gráfico 9 | Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 1T26 (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.

Na Tabela 8 apresentamos 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\$ 86 milhões, uma redução de 58% em relação ao 4T25. Desse valor, R\$ 14 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 30 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 43 milhões os cortes por Razão Energética.

No 1T26, os ganhos por modulação totalizaram R\$ 97,2 milhões e compensaram integralmente o impacto negativo do *curtailment*, resultando em um saldo positivo de R\$ 11,0 milhões, resultando em um impacto líquido positivo no resultado da Companhia, conforme detalhado na tabela 7.

| Tabela 7 | Curtailment e Ganhos de Modulação

	1T25		2T25		3T25		4T25		1T26	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
Curtailment SIN² (%)	14,9%	17,9%	11,7%	22,7%	20,6%	33,2%	23,1%	23,9%	14,9%	16,2%
Curtailment SIN² ex-REL (%)	5,4%	9,4%	10,4%	21,1%	19,7%	31,3%	22,7%	22,4%	11,5%	14,5%
Curtailment Auren³ (%)	8,3%	12,9%	9,0%	25,7%	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	13,4%	16,3%
Geração Efetiva Auren⁴ (% do P50)	92,0%	78,7%	93,5%	62,7%	79,2%	65,3%	78,3%	69,1%	78,3%	82,8%
Curtailment Auren por Fonte⁵ (R\$ milhões)	37,7	13,0	56,7	19,1	173,2	22,4	184,2	23,3	69,9	15,6
Curtailment Auren Consolidado⁵ (R\$ milhões)	50,7		75,8		195,5		207,5		86,2	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	19,4		40,4		65,6		70,4		97,2	
(=) Curtailment Líquido de Modulação⁵ (R\$ milhões)	31,3		35,4		130,0		137,0		-11,0	

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

² *Curtailment SIN (%) = (Curtailment Energético + Curtailment 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.

³ *Curtailment Auren (%) = (Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment 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.

⁴ *Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailment Elétrico Ressarcível) / P50*

⁵ *Curtailment Auren (R\$ milhões) = Curtailment Energético + Curtailment Confiabilidade + Curtailment Elétrico Não-Ressarcível*

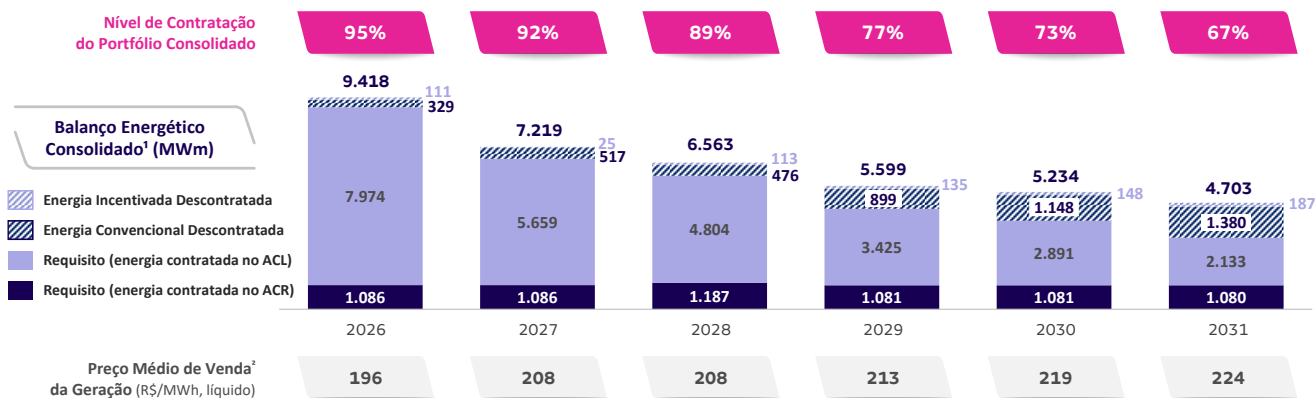
Balanço Energético

O Balanço 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 do preço médio de venda da Geração.

Balanço Energético Consolidado

No primeiro trimestre de 2026, na comparação com o Balanço Consolidado do 4T25, a Companhia diminuiu sua posição *long* no período de 2027-2030, aumentando sua contratação média em 55 MW médios.

| Gráfico 10 | Balanço Energético Consolidado



Balanço Energético do Segmento de Geração

O 1T26 foi marcado pela execução de diversas operações de remanejamento de lastro, com o objetivo de adequar o portfólio para a formalização de novos contratos de autoprodução, reforçando a estratégia de contratação de longo prazo do portfólio renovável da companhia. As principais movimentações realizadas estão descritas a seguir:

- A Companhia avançou na otimização do lastro remanescente de seus projetos ao formalizar contrato de autoprodução no volume de 55 MW médios, referente aos ativos eólicos Cajuína 1 e 2, com início de suprimento em 2026, prazo de 15 anos e indexado à curva futura de preço de energia.

A estrutura contratual combina previsibilidade e exposição a preços de mercado. No Balanço de Geração, o contrato apresenta preço fixo, enquanto as variações no preço de energia são capturadas no Balanço de Comercialização, permitindo à Companhia manter exposição à dinâmica de preços no Balanço Consolidado.

- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, com preço baseado em dólares, do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e *hedge* cambial no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de Geração de R\$ 20,7 milhões no 1T26. A cessão terá impacto positivo de R\$ 102 milhões em 2026 e 56 milhões em 2027 para a geradora e negativo na mesma magnitude para o segmento de Comercialização. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Geração e Comercialização.

¹ Inclui os ativos próprios da Companhia e 50% da garantia física da Tucano Holding III, uma joint-venture entre a Auren Participações e a Unipar Carbocloro. A garantia física está líquida de perdas na rede para todos os anos e líquida de GSF apenas para o período já concluído (2025). O balanço energético não considera o potencial efeito de GSF e *curtailment* futuros.

² Preço líquido de impostos (PIS/COFINS e ISS), data-base: 31 de março de 2026.

| Tabela 8 | Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos Próprios (A)	3.670	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777
Garantia Física Hidrelétrica ¹	1.981	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)	768	515	485	320	320	314
Convencional	344	199	171	6	6	0
Incentivada	425	317	314	314	314	314
Recursos Totais (C = A+B)	4.439	4.292	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)	2.912	2.664	2.487	1.982	1.720	1.444
Hidrelétrica ⁴	2.123	1.849	1.672	1.167	905	670
Eólica	634	671	671	671	671	671
Solar	156	144	144	144	144	102
Vendas Totais (F = D+E)	3.998	3.750	3.674	3.063	2.801	2.524
Balanço Geração (C - F)	440	542	588	1.034	1.296	1.567
Convencional	329	517	476	899	1.148	1.380
Incentivada	111	25	113	135	148	187
Preços (R\$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Preço Médio de Venda⁴	196	208	208	213	219	224
ACR	276	281	279	282	282	282
Hidrelétrica	312	317	300	320	320	320
Eólica	259	264	264	264	264	264
Solar	355	361	361	361	361	361
ACL	166	178	173	176	180	181
Hidrelétrica	149	163	155	155	156	158
Eólica	210	214	211	208	208	202
Solar ⁵	215	206	202	201	198	200
Preço Médio de Compra⁶	198	195	191	184	185	172
Convencional	181	190	187	145	145	0
Incentivada	213	198	192	185	186	172

¹ Os valores consideram: (a) Garantia Física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 31 de março 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 31 de março 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 abril de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,22/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Balanco Energético do Segmento de Comercialização

A Tabela 9 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, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

| Tabela 9 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Compras (A)	4.656	2.629	2.040	1.242	886	602
Vendas ¹ (B)	4.781	2.735	2.057	1.184	919	675
Margem Contratual² (R\$/MWh)	7,1	8,5	-	-	-	-
Balanço Comercialização (A - B)	(125)	(106)	(17)	58	(33)	(73)
Balanço Consolidado Auren³	208	436	571	1.092	1.263	1.494

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar (i) a participação das operações de *trading* de curto prazo, que geralmente apresentam margens unitárias mais baixas, mas envolvem volumes elevados de energia – esse tipo de operação tem impacto direto na margem contratual média da Comercializadora ao longo do ano, conforme o volume de *trading* cresce; e (ii) a exposição em aberto do Balanço de Comercialização, que deve ser valorada a preços de mercado. A posição short de 125 MW médios anualizados de 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços de mercado do segundo, terceiro e quarto trimestres.

No 1T26, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Venda de energia a consumidores finais realizada para o período de 2026-2031, em função da elevação dos preços de energia ao longo do trimestre.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios, com preço baseado em dólares, do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, realizada através da celebração de contrato *intercompany* no 2T25, com o objetivo de alocar o contrato de venda de energia de longo prazo e *hedge* cambial no mesmo veículo. Esse movimento resultou em um impacto negativo no EBITDA do segmento de Comercialização de R\$ 20,7 milhões no 1T26. A cessão terá impacto negativo de R\$ 102 milhões em 2026 e 56 milhões em 2027 para a Comercializadora e positivo na mesma magnitude para o segmento de Geração. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia e já está refletido no Balanço Energético de Comercialização e Geração.

Ressalta-se que não há impacto no EBITDA consolidado da Companhia. Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 9,7/MWh em 2026 e de R\$ 10,4/MWh em 2027, acima dos R\$ 7,1/MWh e R\$ 8,5/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. Data base: 01 de abril de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,22/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.

| Tabela 10 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias¹

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030
Garantia Física dos ativos (a)	251	256	256	244	244
Compras (b)	47	5	4	4	4
Recurso (c) = (a)+(b)	298	261	260	248	248
Vendas no ACL (d)	276	256	256	244	244
Requisitos (e)	276	256	256	244	244
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	22	5	4	4	4

Analisando o Balanço Energético do 1T26, tivemos um impacto de 5 MW médios na Garantia Física dos ativos para o ano de 2026, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanço 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).

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

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 [Balanco 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\$ 11,6 milhões no 1T26. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

| Tabela 11 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Receita Bruta	3.499,6	3.444,7	1,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	425,0	492,4	-13,7%
Receita Líquida	3.074,5	2.952,3	4,1%
Custo com Compra de Energia	(1.774,6)	(1.330,9)	33,3%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(179,7)	(180,5)	-0,5%
Margem Líquida	1.120,3	1.440,8	-22,2%
<i>Margem Líquida</i>	<i>36,4%</i>	<i>48,8%</i>	<i>-12,4 p.p.</i>
Custos e Despesas (PMSO)	(313,5)	(302,0)	3,8%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(506,6)	238,6	n.a.
EBITDA	300,1	1.377,5	-78,2%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	506,0	(229,2)	n.a.
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	58,3	53,1%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	-	5,5	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	30,5	(23,2)	-231,2%
Baixa de Imobilizado e Intangível (ORO)	-	16,4	n.a.
EBITDA Ajustado	925,9	1.205,3	-23,2%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>30,1%</i>	<i>40,8%</i>	<i>-10,7 p.p.</i>
Depreciação e Amortização	(466,8)	(458,2)	1,9%
Equivalência Patrimonial	71,5	72,1	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(589,8)	(732,1)	-19,4%
LAIR	(685,1)	259,4	n.a.
Impostos (IR/CSLL)	83,5	(205,4)	n.a.
Resultado Líquido	(601,6)	54,0	n.a.

Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.120,3 milhões no 1T26, redução de 22,2% (-R\$ 320,6 milhões) na comparação com o 1T25 (R\$ 1.440,8 milhões).

Os efeitos que influenciaram o resultado foram concentrados principalmente na Comercializadora, com destaque para: (i) concentração da margem da comercializadora no primeiro trimestre no ano de 2025, resultando numa variação de -R\$ 85,0 milhões no 1T26 em comparação ao mesmo período do ano anterior, e (ii) menor ganho com o descolamento entre os submercados SE/CO e Nordeste e Norte (-R\$ 5,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 60 milhões 1T25).

No portfólio de Geração, os principais efeitos foram: (i) o menor recurso eólico e solar, resultando numa variação de -R\$ 114,0 milhões no 1T26 em comparação ao mesmo período do ano anterior e (ii) a menor energia gerada pelas usinas

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

do MRE¹ (51,8 GW médios no 1T26 vs. 55,8 GW médios no 1T25), representando uma redução de 7,2% (-R\$ 88,0 milhões) na comparação entre os trimestres, compensados parcialmente por maiores ganhos de modulação (R\$ 97,2 milhões no 1T26 vs. 19,4 milhões no 1T25).

Na comparação com o 4T25 (R\$ 1.094,1 milhões), o aumento de R\$ 26,2 milhões na Margem Líquida é explicado principalmente pelo maior ganho com modulação (R\$ 97,2 milhões no 1T26 vs. R\$ 70,4 milhões no 4T25), pelo menor impacto bruto do *curtailment* (R\$ 86,2 milhões no 1T26 vs. R\$ 207,5 milhões no 4T25) e pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com o aumento da energia gerada pelas usinas do MRE em 11,4 GW médios (51,8 GW médios no 1T26 vs. 40,4 GW médios no 4T25), suavizados em grande medida pela menor geração dos complexos eólicos da Auren (835,2 GW médios no 1T26 vs. 1.178,2 GW médios no 4T25) em função da sazonalidade dos ativos.

Custos e Despesas (PMSO)

A soma das linhas de Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), incluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, apresentou um aumento de R\$ 11,6 milhões (3,8%) quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (R\$ 313,5 milhões no 1T26 vs. R\$ 302,0 milhões no 1T25), um incremento nominal abaixo da inflação para o período, alinhado a busca da Companhia por um crescimento de gastos recorrentes abaixo da inflação.

As principais variações são explicadas pelo aumento de R\$ 10,3 milhões referente aos contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos referentes ao escalonamento previsto em contrato previamente sinalizado ao mercado em nosso guia de modelagem e iniciativas de crescimento explicadas principalmente pela consolidação da Way2 em julho de 2025 (R\$ 7,0 milhões), compensadas pelas sinergias capturadas ao longo de 2025.

Na comparação com o 4T25 (R\$ 341,2 milhões), tivemos uma redução de 8,2% explicada pela sazonalidade das despesas.

| Tabela 12 | Custos e Despesas (PMSO Consolidado)

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Pessoal (P)	111,0	115,1	-3,5%
Materiais e Serviços de Terceiros (MS)	148,3	145,7	-1,8%
Outros (O)	54,2	41,2	31,5%
PMSO	313,5	302,0	3,8%

A evolução entre períodos é explicada por:

- Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 111,0 milhões no 1T26, uma redução nominal de 3,5% quando comparado com o mesmo período de 2025 (R\$ 115,1 milhões), tendo em vista a captura das sinergias associadas à aquisição da AES Brasil ao longo do ano de 2025. Na comparação com o 4T25 (R\$ 132,0 milhões), tivemos uma redução de 15,9% explicada pelos custos com desmobilização no 4T25 e pelo menor provisionamento de bônus no 1T26.
- Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 148,3 milhões no 1T26, um aumento nominal de 1,8% vs. o registrado no 1T25 (R\$ 145,7 milhões), principalmente em decorrência do aumento da despesa com os contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos em função do escalonamento previsto contratualmente (R\$ 10,3 milhões), parcialmente compensado pelo descasamento temporal de despesas (R\$ 5,3 milhões) e pelas iniciativas do OBZ.
- Outros (O):** R\$ 54,2 milhões no 1T26, um aumento de 31,5% se comparado ao 1T25 (R\$ 41,2 milhões). O incremento se deve principalmente ao calendário de iniciativas de consumo de itens de estoques descasados com o ciclo anterior e à antecipação de despesas no montante de R\$ 5,8 milhões. Na comparação com o 4T25 (R\$ 55,4 milhões), tivemos uma redução de 2,1%, principalmente devido à menor despesa com seguros.

Outros Resultados Operacionais

A rubrica Outros Resultados Operacionais (ORO) totalizou uma despesa de R\$ 506,8 milhões no 1T26 ante uma receita de R\$ 238,6 milhões no 1T25. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de -R\$ 506,0 milhões no 1T26 e de R\$ 229,2 milhões no 1T25.

No período findo em 31 de março de 2026, a Companhia atualizou as premissas e estimativas utilizadas na mensuração a valor justo (MtM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em decorrência de mudanças nas condições do setor elétrico. Os efeitos dessa atualização estão refletidos na linha "Marcação a mercado dos contratos de energia" e

¹ Como a Auren segue o perfil de sazonalidade do MRE, a energia gerada por seus ativos segue a geração real das usinas do MRE.

caracterizam-se como mudança de estimativa contábil, de natureza não caixa, com reconhecimento prospectivo, nos termos do CPC 23.

Vale ressaltar que a variação da margem futura não impacta a margem de energia contratada para o ano, conforme apresentada no Balanço Energético do Segmento de Comercialização. A agregação de margem futura é reflexo da variação da curva de preços de energia entre os trimestres. Para fins de modelagem, sugerimos utilizar o balanço de energia divulgado, que contém os volumes e os preços médios dos contratos e a margem de comercialização.

EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 925,9 milhões no 1T26, uma redução de 23,2%, ou -R\$ 279,4 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. Com relação ao 4T25, tivemos uma redução de 8,3%, ou -R\$ 83,8 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 1T26 foram de R\$ 89,3 milhões, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano.

Resultado Financeiro

| Tabela 13 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Receitas Financeiras	262,0	276,7	5,3%
Despesas Financeiras ¹	(851,8)	(1.008,8)	-15,6%
Resultado Financeiro Líquido	(589,8)	(732,1)	-19,4%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 589,8 milhões no 1T26 comparado a uma despesa de R\$ 732,1 milhões no mesmo período de 2025.

- a) **Receitas Financeiras:** incremento de 5,3% (R\$ 14,7 milhões) explicado principalmente pela parcela de correção monetária referente a processo de arbitragem com decisão favorável à Auren (R\$ 25,9 milhões), compensado parcialmente pelo menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 4,7 bilhões em março de 2026 vs. R\$ 7,2 bilhões em março de 2025).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 851,8 milhões no 1T26, comparada a despesa de R\$ 1.008,8 milhões no 1T25. O decréscimo de R\$ 157,0 milhões decorre, principalmente, da variação do IPCA na comparação entre trimestres (2,0% no 1T25 vs. 1,4% no 1T26) e dos ganhos com o *liability management*, que incluem a redução do custo e do montante da dívida bruta (R\$ 26,0 bilhões no 1T25 vs. R\$ 23,7 bilhões no 1T26).

Na comparação com o 4T25 (R\$ 432,0 milhões), tivemos uma variação negativa de 36,5% no resultado financeiro líquido, devido, principalmente, ao reconhecimento de ganhos associados ao valor presente dos aportes associados às transações de autoprodução registradas no 4T25 (R\$ 97,0 milhões).

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.

Resultado Líquido

| Tabela 14 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
EBITDA	300,1	1.377,5	-78,2%
Depreciação e Amortização	(466,8)	(458,2)	1,9%
Equivalência Patrimonial	71,5	72,1	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(589,8)	(732,1)	-19,4%
Impostos (IR/CSLL)	83,5	(205,4)	n.a.
Resultado Líquido	(601,6)	54,0	n.a.

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 601,7 milhões no 1T26 ante um lucro de R\$ 54,0 milhões no 1T25. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 300,1 milhões no 1T26 ante R\$ 1.377,5 milhões no 1T25, um decréscimo de R\$ 1.077,4 milhões, principalmente por conta da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, conforme detalhado anteriormente.
- Depreciação/Amortização:** despesa de R\$ 466,8 milhões no 1T26, em linha com o montante observado no 1T25 (R\$ 458,2 milhões)
- Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** crédito de R\$ 83,5 milhões no 1T26, pela constituição de imposto diferido ativo sobre a despesa com a provisão de marcação a mercado dos contratos futuros de energia.
- Equivalência Patrimonial:** receita de R\$ 71,5 milhões no 1T26, em linha com o montante observado no 1T25 (R\$ 72,1 milhões).

Endividamento

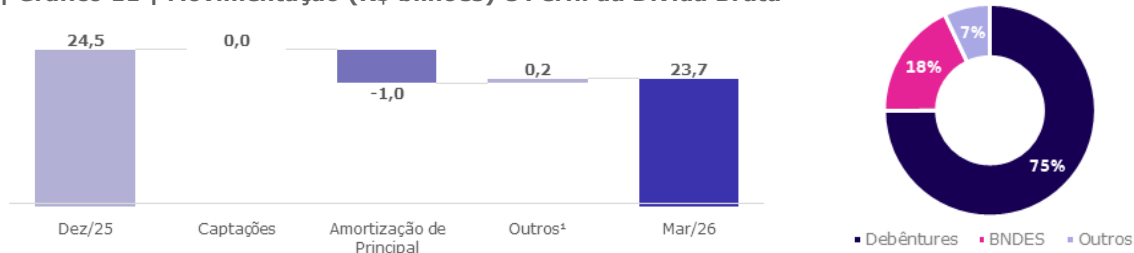
Em 31 de março de 2026, a dívida bruta consolidada da Companhia totalizou R\$ 23,7 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,3 bilhões em comparação ao fechamento de março de 2025. Em relação a 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta apresentou amortização de R\$ 830,2 milhões em função, principalmente, do vencimento do empréstimo 4131 e da amortização de 50% da 1ª série da 9ª Emissão de Debêntures da Auren Operações (TIET19), conforme o cronograma de amortização previsto.

No encerramento do trimestre, o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) atingiu 5,2x, aumento de 0,2x com relação a março de 2025, refletindo, principalmente, o impacto do menor EBITDA Ajustado, que foi parcialmente compensado pela redução na dívida líquida, resultados das iniciativas de *liability management*.

Vale destacar que, ao longo de 2025, a Auren executou e concluiu com sucesso sua estratégia de *liability management*, sustentada por um compromisso contínuo com eficiência e pela rigorosa disciplina na alocação de capital. Por meio de captações em condições atrativas, a Companhia promoveu o alongamento do prazo médio de suas dívidas em relação ao encerramento de 2024, passando de 5,9 para 6,9 anos ao final de 2025 e mantida no 1T26, reforçando o conforto de liquidez no curto prazo. Adicionalmente, a substituição de instrumentos de dívida por alternativas com taxas mais competitivas resultou em uma redução relevante do custo médio da dívida, otimizando a estrutura de capital.

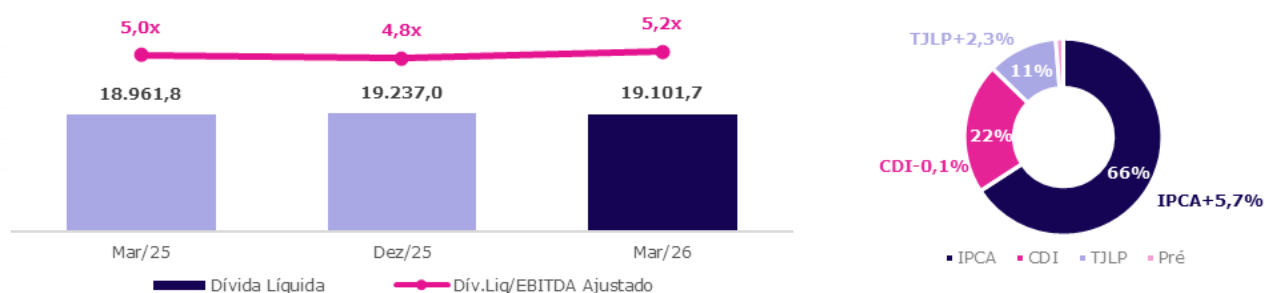
Considerando a dívida líquida, aproximadamente 66% do saldo está atrelado ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, proporcionando proteção natural contra oscilações futuras. Uma parcela reduzida, de apenas 21%, é remunerada pelo CDI. O custo médio da dívida bruta foi reduzido para CDI-2,9% ao ano.

| Gráfico 11 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta



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

| Gráfico 12 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Ao final do 1T26, a Auren registrou liquidez¹ de R\$ 4.719,0 milhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos anos. Conforme observado no Gráfico 16, a estratégia de *liability management* evitou a concentração de vencimentos relevantes nos próximos anos.

| Gráfico 13 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



| Tabela 15 | Endividamento

R\$ milhões	Mar/26	Mar/25	Var.	Dez/25	Var.
Dívida Bruta	23.691,1	25.992,3	-8,9%	24.521,3	-3,4%
Instrumentos Financeiros Derivativos ²	(35,6)	(8,9)	n.a.	8,7	n.a.
Arrendamentos	165,2	169,5	-2,5%	164,1	0,7%
Dívida Bruta Ajustada³	23.820,7	26.152,9	-8,9%	24.694,1	-3,5%
Liquidez ⁴	4.719,0	7.191,1	-34,4%	5.457,0	-13,5%
Dívida Líquida	19.101,7	18.961,8	0,7%	19.237,0	-0,7%
EBITDA Ajustado	3.689,0	3.968,4	-7,0%	3.967,2	-7,0%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,2x	4,8x	0,4x	4,8x	0,4x

Covenants Financeiros – Auren Operações

Ao final de março de 2026, R\$ 2,8 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentavam *covenants* financeiros na subsidiária Auren Operações, sendo eles: (i) limite de até 4,5x de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, que encerrou o período em 1,6x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 4,4x, atendendo à obrigação contratual.

Ao final do processo de reestruturação societária, caso concluído conforme planejado, a Companhia deixará de possuir *covenants* de Dívida Líquida/EBITDA em sua estrutura de endividamento. Nesse cenário, as dívidas atualmente contratadas na Auren Operações passarão a contar com garantia corporativa da Auren Energia.

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

² Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

³ Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

⁴ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Ratings

Ao longo do 1T26, o rating corporativo da Auren se manteve no grau máximo (AAA) pela Fitch Ratings e Moody's, com perspectiva estável, reforçando a capacidade financeira da Auren mesmo em um contexto de alavancagem elevada, refletindo os efeitos positivos da integração dos ativos e a confiança da agência no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Companhia.

Movimentação da Dívida Líquida

| Tabela 16 | Movimentação da Dívida Líquida

R\$ milhões	1T26	1T25	Var.
Dívida Bruta – Posição Inicial (4T)	24.521,3	27.044,7	(2.523,4)
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Inicial (4T)	172,8	275,3	(102,5)
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Inicial (4T)	(5.457,0)	(8.113,5)	2.656,5
Dívida Líquida – Posição Inicial (4T) (A)	19.237,1	19.206,6	30,5
EBITDA Ajustado	925,9	1.205,3	(279,4)
Provisão de Ressarcimento	132,5	39,5	93,1
Pagamento de Ressarcimento	(33,1)	(5,4)	(27,7)
Capital de Giro	(173,9)	(215,7)	41,8
Impostos (IR/CSLL) Pago	(40,2)	(74,5)	34,3
Capex Sustaining	(54,8)	(27,8)	(27,0)
Rendimento sobre Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras	179,6	204,8	(25,2)
Juros Pagos de Dívidas e Derivativos	(592,9)	(454,8)	(138,0)
Provisão de Dividendos das Participações	(89,3)	(58,3)	(31,0)
Recebimento de Dividendos das Participações	151,9	0,9	151,0
Pagamento de Dividendos para Acionistas Minoritários	(43,0)	(99,6)	56,6
Outros	(0,9)	(10,7)	9,8
Movimentação das Disponibilidades (B)	361,9	503,7	(141,8)
Juros Capitalizados de Dívidas e Derivativos	154,6	130,6	24,0
Amortização de Custo de Emissão e Mais-valia da Dívida	(5,1)	7,5	(12,6)
Provisão de Arrendamento	6,8	4,9	2,0
Movimentação sem Efeito Caixa (C)	156,4	143,0	13,4
Movimentação da Dívida Líquida sem Expansão (D) = (C) – (B)	(205,5)	(360,7)	155,2
Capex de Expansão (E)	(70,2)	(115,9)	45,7
Movimentação da Dívida Líquida com Expansão (F) = (D) – (E)	(135,4)	(244,8)	109,4
Dívida Líquida – Posição Final (1T) (G) = (A) + (F)	19.101,7	18.961,8	139,9
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Final (1T)	(129,7)	(160,6)	31,0
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Final (1T)	4.719,0	7.191,1	(2.472,1)
Dívida Bruta – Posição Final (1T)	23.691,1	25.992,3	(2.301,2)

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

- Ressarcimento:** (i) provisionamento de R\$ 192,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 39,5 milhões no 1T25, devido à menor geração dos ativos eólicos e solares, e (ii) pagamento de R\$ 33,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 5,4 milhões no 1T25, devido a parcela já contabilizada pela CCEE, antes da paralisação dos pagamentos, em função das discussões regulatórias sobre o *curtailment*.
- Capex Sustaining:** despesa de Capex de R\$ 54,8 milhões no 1T26 relacionada à manutenção dos ativos hidrelétricos, eólicos e solares da Companhia.
- Rendimento sobre Caixa, Fundo de Liquidez e Aplicações Financeiras:** redução de R\$ 25,2 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).

- d) Dividendos:** (i) provisão referente aos Dividendos Declarados das participações minoritárias em UHEs no trimestre (R\$ 89,3 milhões no 1T26 vs. R\$ 58,3 milhões no 1T25) e aumento de R\$ 150,9 milhões no montante de dividendos recebidos das participações minoritárias em UHEs em relação ao mesmo período do ano anterior, devido à alteração nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos realizada em 2025, e (ii) pagamento de dividendos referentes à participação do Itaú na Guaimbê Holding (R\$ 43,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 99,6 milhões no 1T25).
- e) Capital de Giro:** o capital de giro no 1T26 (R\$ 173,9 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\$ 103,1 milhões) e à movimentação em obrigações estimadas de folha de pagamento (-R\$ 46,2 milhões). A redução na conta folha de pagamento está associada aos pagamentos de bônus e PLR já provisionados e que foram realizados ao longo do 1T26.
- f) Juros pagos:** R\$ 592,9 milhões no 1T26, sendo a variação de R\$ 138,0 milhões comparado ao 1T25 explicada, principalmente pela emissão de dívidas ao longo do 4T24, com início de pagamento de juros após o 1T25, dentre as quais a 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões) e o *acquisition financing*, posteriormente liquidado antecipadamente com recursos do caixa e emissões associadas ao *liability management*.
- g) Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 1T26, de R\$ 70,2 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Até 31 de março de 2026, já foram investidos R\$ 549,9 milhões em Cajuína 3, cerca de 74% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 72%.

Demonstração de Resultados por Segmento

A Tabela 17 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.

| Tabela 17 | Demonstração de Resultados por Segmento e Consolidada – 1T26

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
Receita Bruta	1.928,8	2.279,3	-	(708,5)	3.499,6
Deduções sobre a Receita Bruta	194,4	254,2	-	(23,6)	425,0
Receita Líquida	1.734,4	2.025,0	-	(684,9)	3.074,5
Custo com Compra de Energia	(444,2)	(2.015,3)	-	684,9	(1.774,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,5)	(0,1)	(1,1)	-	(179,7)
Margem Líquida	1.111,8	9,6	(1,1)	-	1.120,3
<i>Margem Líquida</i>	64,1%	0,5%	-	-	36,4%
Custos e Despesas (PMSO)	(243,6)	(36,3)	(33,6)	-	(313,5)
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(3,0)	421,3	(0,6)	(924,4)	(506,6)
EBITDA	865,1	394,6	(35,3)	(924,4)	300,1
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	(418,4)	-	924,4	506,0
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	-	-	-	89,3
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	30,2	-	0,3	-	30,5
EBITDA Ajustado	984,6	(23,8)	(35,0)	-	925,9
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	56,8%	-1,2%	-	-	30,1%
Depreciação e Amortização	(431,2)	(4,3)	(31,2)	-	(466,8)
Equivalência Patrimonial	73,2	(1,7)	-	-	71,5
Resultado Financeiro Líquido	(426,3)	12,9	(176,4)	-	(589,8)
LAIR	80,8	401,5	(243,0)	(924,4)	(685,1)
Impostos (IR/CSLL)	(109,9)	(137,3)	16,3	314,3	83,5
Resultado Líquido	(29,1)	264,2	(226,7)	(610,1)	(601,6)

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 1T26 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.

| Tabela 18 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25 proforma	Var.
Receita Bruta	1.928,8	1.832,4	5,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(194,4)	(211,4)	-8,0%
Receita Líquida	1.734,4	1.621,0	7,0%
Custo com Compra de Energia	(444,2)	(188,7)	135,4%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,5)	(180,2)	-0,9%
Margem Líquida	1.111,8	1.252,1	-11,2%
Margem Líquida	64,1%	77,2%	-13,1 p.p.
PMSO	(243,6)	(246,7)	-1,2%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(3,0)	11,9	n.a.
EBITDA	865,1	1.017,4	-15,0%
Dividendos das Participações Minoritárias	89,3	58,3	53,1%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	-	1,4	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	30,2	(23,3)	n.a.
Baixa de imobilizado	-	10,2	n.a.
EBITDA Ajustado	984,6	1.064,0	-7,5%
Hidrelétrica	615,3	584,2	5,3%
Eólica	315,0	394,4	-20,1%
Solar	54,4	85,3	-36,2%
Margem EBITDA Ajustada	56,8%	65,6%	-8,9 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 984,6 milhões no 1T26, R\$ 79,3 milhões (7,5%) inferior se comparado ao 1T25. A variação no período reflete principalmente:

- a) **Margem Líquida:** R\$ 1.111,8 milhões no 1T26, uma redução de 11,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.252,1 milhões), equivalente a R\$ 140,4 milhões, devido à menor energia gerada pelas usinas hidrelétricas do MRE (51,8 GW médios no 1T26 vs. 55,8 GW médios no 1T25), representando uma redução de 7,2% (-R\$ 88,0 milhões) e ao menor recurso eólico e solar (-R\$ 114,0 milhões), compensados parcialmente pelo maior ganho com modulação.

Na comparação com Margem Líquida do 4T25 (R\$ 1.050,4 milhões), tivemos um aumento de 5,8% no 1T26, explicado principalmente pelo maior ganho com modulação, pelo menor impacto bruto do curtailment (-R\$ 121,3 milhões) e pela sazonalidade da geração hidrelétrica, com maior volume de energia gerada pelas usinas do MRE (51,8 GW médios no 1T26 vs. 40,4 GW médios no 4T25), suavizados em grande medida pela menor geração eólica da Auren (835,2 GW médios no 1T26 vs. 1.178,2 GW médios no 4T25) em função da sazonalidade dos ativos.

Adicionalmente, tivemos a redução de R\$ 14,0 milhões em Encargos Setoriais explicada principalmente pela redução do P&D (R\$ 5,0 milhões) e CFURH (R\$ 6,7 milhões).

- b) **PMSO:** R\$ 243,6 milhões no 1T26, redução de 1,2% em relação ao 1T25, principalmente em decorrência da captura das sinergias associadas à aquisição da AES Brasil realizada ao longo do ano de 2025. Em relação ao 4T25 (R\$ 249,3 milhões), tivemos uma redução de 2,4% em função da sazonalidade das despesas operacionais.
- c) **ORO:** despesa de R\$ 3,0 milhões no 1T26 comparada a receita de R\$ 11,9 milhões no 1T25.
- d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 89,3 milhões no 1T26, R\$ 31,0 milhões superior ao mesmo período de 2025, devido ao melhor resultado do exercício apurado de 2026 em Pollarix e CBA Energia.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 19 | Resultados do Período

R\$ milhões	1T26	1T25 proforma	Var.
Receita Bruta	2.279,3	2.070,8	10,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	254,2	283,0	-10,2%
Receita Líquida	2.025,0	1.787,8	13,3%
Custo com Compra de Energia	(2.015,3)	(1.598,7)	26,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(0,1)	(0,4)	-75,3%
Margem Líquida	9,6	188,7	-94,9%
<i>Margem Líquida</i>	0,5%	10,6%	-10,1 p.p.
PMSO	(36,3)	(32,6)	11,2%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	421,3	(33,2)	n.a.
EBITDA	394,6	122,9	221,0%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(418,4)	38,7	n.a.
Outros Ajustes	(0,0)	0,1	n.a.
EBITDA Ajustado	(23,8)	161,7	n.a.
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	-1,2%	9,0%	-10,2 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 23,8 milhões no 1T26 ante R\$ 161,7 milhões registrados no 1T25. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionada anteriormente, o EBITDA Ajustado do 1T26 seria de -R\$ 3,1 milhões. A variação em relação ao 1T25 é explicada principalmente:

- a) **Margem Líquida:** excluindo-se o impacto negativo de R\$ 20,7 milhões no segmento de Comercialização no 1T26, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado anteriormente, teríamos uma variação negativa de R\$ 158,4 milhões entre os períodos. Tal variação é majoritariamente explicada pelo menor ganho com o descolamento de preços entre os submercados (-R\$ 5,0 milhões no 1T26 vs. R\$ 60,0 milhões no 1T25) e por um perfil de sazonalidade de resultados diferente do observado em 2025, quando houve grande contração no primeiro trimestre (-R\$ 85,0 milhões).
- b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 36,3 milhões no 1T26, ante R\$ 32,6 milhões no 1T25. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 7,0 milhões, e a evolução da metodologia de rateio entre os segmentos.
- c) **ORO:** receita de R\$ 421,3 milhões, resultado majoritariamente da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, que totalizou R\$ 418,4 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 20, 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.

| Tabela 20 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	1T26	1T25	Var.
Volume Energia Vendida (MW médios)	290	302	-4,0%
Margem Líquida (R\$/MWh)	242	183	32,5%
Margem Líquida	151,6	119,1	27,2%
PMSO	(6,2)	(5,5)	12,6%
EBITDA Ajustado¹	145,4	113,6	27,9%
Depreciação & Amortização	(10,4)	(9,4)	10,7%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	5,8	32,3	-82,0%
EBIT	140,8	136,5	3,1%
Resultado Financeiro	4,3	0,1	n.a.
LAIR	145,1	136,6	6,3%
IR/CSLL	(34,9)	(27,3)	27,7%
Lucro Líquido²	110,3	109,3	0,9%
Dividendos Declarados	89,3	58,3	53,2%

Principais destaques do 1T26:

- Margem Líquida:** a melhora da margem em R\$ 32,5 milhões é explicada, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio no 1T26 contra o 1T25 (R\$ 340/MWh vs. R\$ 161/MWh, respectivamente) aplicado sobre o volume de energia excedente de 30 MW médios em CBA Energia e Pollarix.
- PMSO:** no primeiro trimestre de 2026, o montante alcançou R\$ 6,2 milhões frente a R\$ 5,5 milhões no mesmo período anterior. O aumento de R\$ 0,7 milhões é justificado principalmente por despesas relacionadas aos honorários com litígios.
- EBITDA Ajustado:** R\$ 145,4 milhões no 1T26, crescimento de 27,9% quando comparado aos R\$ 113,6 milhões registrados no 1T25, justificado pelo crescimento da margem líquida em R\$ 32,5 milhões.
- Outros Resultados:** redução de R\$ 26,5 milhões vs. 1T25, influenciada pelo impacto no MtM, que refletiu a variação observada na curva de preços de energia futuros.
- Resultado Financeiro:** receita R\$ 4,3 milhões no 1T26 frente a receita de R\$ 0,1 milhões no mesmo período do ano anterior, devido principalmente à: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da queda no índice aplicado (IGP-M) nas UHEs Picada, Baesa e Enercan (R\$ 2,7 milhões); e (ii) ao aumento dos rendimentos de aplicações financeiras na Pollarix Holding e na CBA Energia, devido à maior disponibilidade de caixa para pagamento de dividendos em janeiro de 2026, bem como à dinâmica do CDI no período.
- Dividendos Declarados:** R\$ 89,3 milhões no primeiro trimestre de 2026, frente a R\$ 58,3 milhões no 1T25, 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

Reorganização Societária

Conforme [Fato Relevante](#) divulgado em 14 de abril de 2026, a Companhia, a Auren Participações, a Auren Operações e a CESP – Companhia Energética de São Paulo informaram a seus acionistas e ao mercado em geral que a proposta de reorganização societária do grupo empresarial da Auren Energia está em andamento, tendo sido aprovada nas Assembleias Gerais das respectivas companhias.

A reorganização societária visa, dentre outros objetivos: (a) concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP); (b) racionalizar e simplificar a estrutura societária do grupo empresarial da Auren Energia, com a redução do número de companhias abertas; e (c) aumentar a eficiência na gestão de caixa e endividamento.

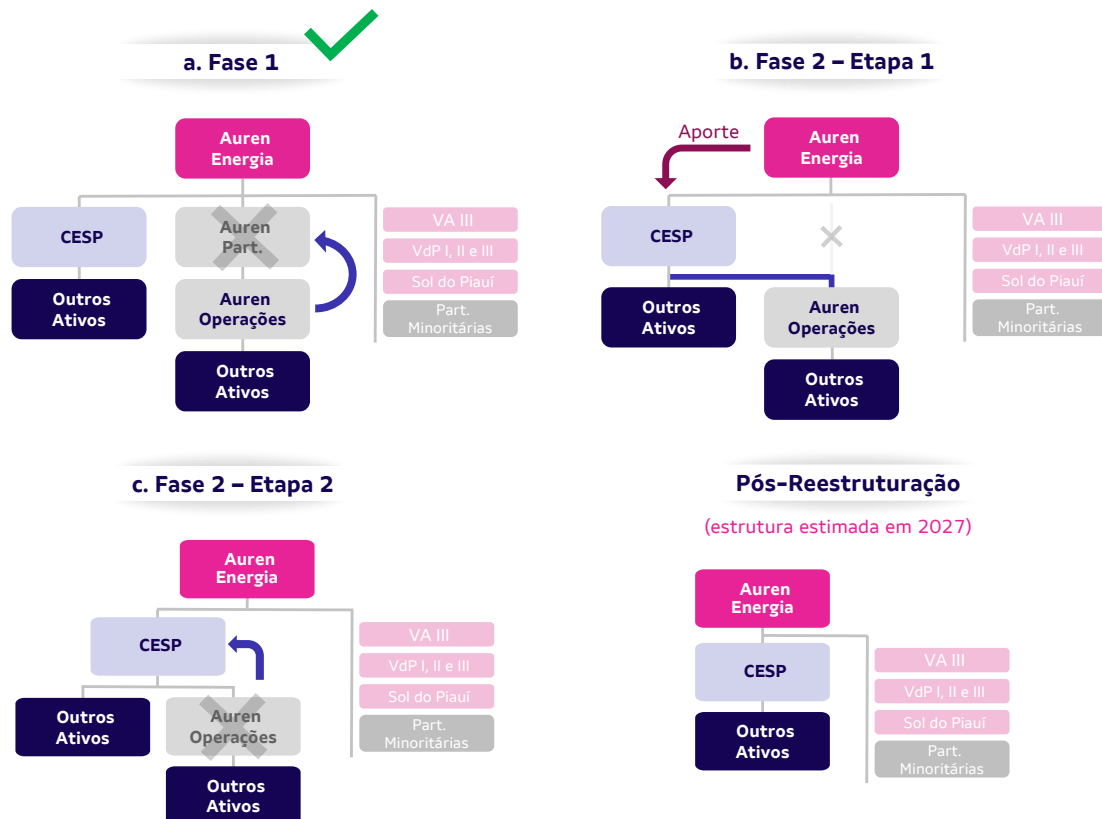
A Reorganização Societária é proposta considerando duas fases sequenciais, ambas subordinadas à verificação de determinadas condições precedentes usuais nestes tipos de operações, incluindo, mas não se limitando a aprovações societárias e regulatórias aplicáveis, bem como anuências e autorizações de terceiros:

- (a) **Fase 1:** a incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações, passando a Auren Energia a deter participação societária direta na Auren Operações, correspondente a 100% do capital social da Auren Operações;
- (b) **Fase 2 – Etapa 1:** a 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), alinhando 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.
- (c) **Fase 2 – Etapa 2:** a incorporação da Auren Operações pela CESP.

A Incorporação Reversa (ou Fase 1), já aprovada, está subordinada à verificação de determinadas condições suspensivas usuais para esse tipo de operação, incluindo, mas não se limitando, a autorização da ANEEL e a anuência de credores, os quais encontram-se atualmente em andamento. Com a implementação da Fase 1, na Data de Fechamento, a Auren Participações será extinta e sucedida, a título universal e sem solução de continuidade, pela Auren Operações, que assumirá todos os seus direitos e obrigações, passando a ser controlada direta da Auren Energia.

A Fase 2 – Etapa 1 e a Fase 2 – Etapa 2 permanecem em estudo pela Auren Energia, condicionadas às aprovações necessárias à sua implementação, dentre elas as aprovações pelos conselhos de administração das companhias envolvidas e a obtenção de anuências da ANEEL e CVM.

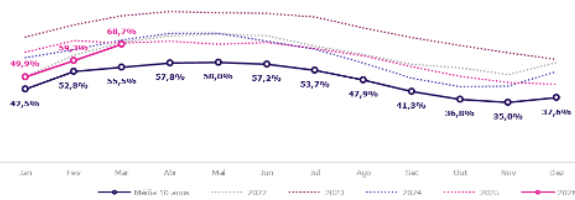
| **Figura 1 | Etapas da Reorganização Societária**



Visão Geral do Trimestre

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 926 milhões** no 1T26, com destaque para os ganhos de R\$ 97 milhões com modulação, **compensando integralmente o efeito do curtailment no período**

Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

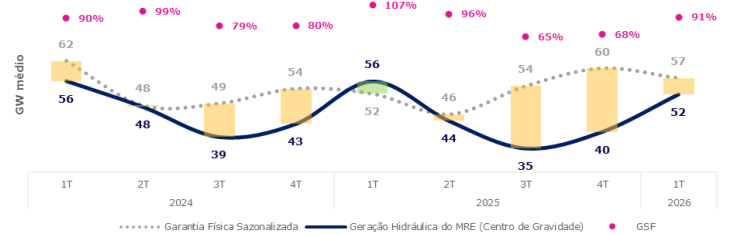


1T26 com elevação gradual das vazões do SIN, favorecendo a **recuperação dos reservatórios ao longo do trimestre**. A partir de fevereiro, observou-se uma melhora significativa no nível dos reservatórios, tendo alcançado no final de março um nível próximo ao do ano anterior.

Curtailment Eólico e Solar e Modulação

1T26	Eólica	Solar
Curtailment SIN (%)	11,5%	14,5%
Curtailment Auren (%)	13,4%	16,3%
Geração Efetiva Auren (% do P50)	78,3%	82,8%
Curtailment Auren por Fonte (R\$ milhões)	69,9	15,6
Curtailment Auren Consolidado (R\$ milhões)	86,2	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	97,2	
(=) Curtailment Líquido de Modulação (R\$ milhões)	-11,0	

Energia Alocada no MRE (GW médios)



A maior alocação de garantia física pelos agentes do MRE no trimestre contribuiu para a variação negativa de 16 p.p. do GSF ano contra ano (91% no 1T26 vs. 107% no 1T25), explicada pela combinação de **-8 p.p. pela maior alocação de garantia física e -8 p.p. pelo menor despacho hidrelétrico**.

Destaque Financeiros

EBITDA Ajustado: R\$ 925,9 milhões no 1T26, (-23,2% vs. 1T25), com redução principalmente explicada por fatores conjunturais e não estruturais:

- Menor recurso eólico e solar no trimestre, além de **GSF mais negativo** (91% vs. 107% no 1T25). Menor geração hidrelétrica pelas usinas do MRE.
- Menor ganho com o descolamento entre os submercados SE/CO e NE/N além da sazonalidade do resultado da Comercializadora para o ano de 2026, distinta do perfil observado em 2025, quando houve grande concentração no primeiro trimestre.
- Ganhos de modulação de **R\$ 97,2 milhões**, que mitigaram completamente o efeito do *curtailment* de R\$ 86,2 milhões.

Redução da dívida líquida, porém com aumento de **alavancagem no trimestre** (5,2x EBITDA), explicada pela queda do EBITDA dos últimos 12 meses.

Balanco Energético Consolidado

