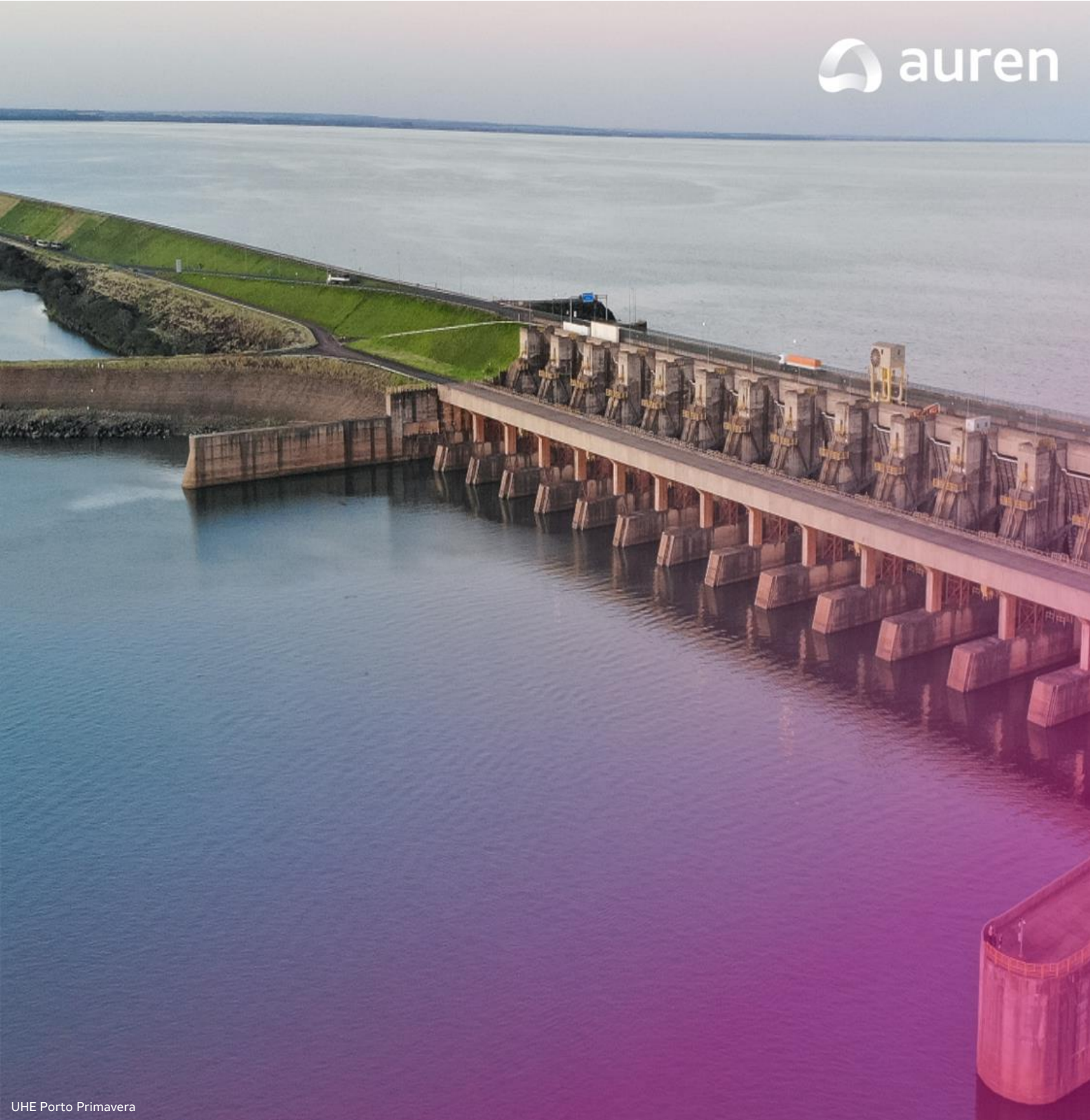


UHE Porto Primavera

3T 26 Release de Resultados

NOVEMBRO
2026

Teleconferência

11 de novembro de 2026

(em português com tradução simultânea para o inglês)

10:00h (Brasília) | **08:00h** (Nova Iorque) | **13:00h** (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 setembro de 2026:

AURE3:
R$ 13,02

Valor de Mercado:
R$ 13,7 bilhões

SUMÁRIO

Destaques **4**

Carta da Administração **6**

Mercado de Energia **8**

Desempenho Operacional **11**

Capacidade Instalada e Produção Segregadas por Fonte de Geração 11

Hidrelétrica 11

Eólica 12

Solar 14

Impacto do *Curtailment* e Ganhos de Modulação 16

Balanço Energético **18**

Balanço Energético Consolidado 18

Balanço Energético do Segmento de Geração 18

Balanço Energético do Segmento de Comercialização 20

Balanço Energético das Participações Minoritárias 21

Desempenho Financeiro **22**

Desempenho Financeiro Consolidado 22

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração 29

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização 30

Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias 31

Outras Informações Relevantes **32**

Portaria nº 140/2026 sobre o Termo de Compromisso para o *Curtailment* 32

Visão Geral do Trimestre **33**

Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões** no 3T26, com destaque para o **reconhecimento de R$ 357,1 milhões** em compensação financeira pelo *curtailment* passado e para a **estratégia bem-sucedida da Comercializadora**, que gerou ganhos expressivos no trimestre

Estratégia de Comercialização: forte resultado da Comercializadora no 3T26, com EBITDA Ajustado de R$ 107,7 milhões no período. O desempenho reflete a estratégia de comercialização adotada ao longo de 2026, com o fechamento progressivo da posição short, permitindo à Companhia capturar os benefícios da **queda dos preços de energia**, especialmente no terceiro trimestre.

Compensação do *Curtailment* Passado: reconhecimento, no 3T26, de **compensação financeira referente aos cortes de geração** por razão de confiabilidade elétrica ou indisponibilidade externa ocorridos entre setembro de 2023 e novembro de 2025 ("Compensação do *Curtailment* Passado"), com **impacto líquido positivo de R$ 357,1 milhões na Margem Líquida e R$ 13,7 milhões na receita financeira.** A Companhia manifestou seu interesse em participar do mecanismo de compensação e **aguarda as próximas etapas do processo**, que envolvem a apuração e classificação dos cortes, definição dos valores e assinatura do Termo de Compromisso, esperada para o segundo trimestre de 2027.

Construção de Cajuína 3: conclusão da implantação de Cajuína 3, com capacidade instalada de 112,1 MW. O comissionamento do complexo foi totalmente finalizado e os 19 aerogeradores do projeto encontram-se em operação em teste, tendo contribuído com uma **receita de R$ 6,0 milhões no 3T26** por meio da liquidação da energia gerada ao PLD.

Resiliência do portfólio: no 3T26, observamos a **redução do custo financeiro do *curtailment***, especialmente para a fonte eólica, em função do menor patamar do PLD e da concentração dos cortes durante os períodos de preços mais baixos. No trimestre, a Companhia obteve **R$ 58,8 milhões em ganhos de modulação**, **mitigando parcialmente o efeito do *curtailment*** de R$ 173,5 milhões. No 9M26, registramos um efeito líquido negativo de R$ 131,0 milhões, resultado de um impacto do *curtailment* de R$ 357,5 milhões, parcialmente compensado pelo efeito positivo de modulação de R$ 226,5 milhões.

Disciplina na gestão financeira: a **dívida líquida reduziu R$ 245,6 milhões** no trimestre, enquanto a alavancagem recuou para 4,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, refletindo o reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado e o aumento do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM). A trajetória de **desalavancagem segue em linha com o planejado**.

EBITDA Ajustado: a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões no 3T26**. Desconsiderando a compensação financeira de R$ 357,1 milhões, o EBITDA Ajustado da Companhia totaliza R$ 828,5 milhões, **crescimento de 7,2%** na comparação com o mesmo período do ano passado. Este desempenho reflete, principalmente, o forte resultado da Comercializadora (+R$ 131,6 milhões vs. 3T25), decorrente da estratégia de comercialização adotada ao longo do ano, parcialmente compensado por um menor recurso eólico.

Clique aqui para acessar um resumo dos resultados do trimestre ao final deste documento.

Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

Destaques Operacionais Geração (MW médios)	**3T26**	**3T25**	**Var.**	**9M26**	**9M25**	**Var.**
Hidrelétrica	1.748,2	1.589,4	10,0%	1.917,6	1.979,9	-3,1%
Eólica[1]	1.306,1	1.510,7	-13,5%	1.099,2	1.263,5	-13,0%
Solar[1]	156,1	163,7	-4,7%	165,7	170,9	-3,0%
Total Próprios	**3.210,4**	**3.263,8**	**-1,6%**	**3.182,4**	**3.414,3**	**-6,8%**
Participações em Ativos Hidrelétricos[2]	349,1	348,1	0,3%	249,7	244,1	2,3%
Total Próprios e Participações	**3.559,5**	**3.611,9**	**-1,5%**	**3.432,1**	**3.658,4**	**-6,2%**

Destaques Operacionais Disponibilidade Média	**3T26**	**3T25**	**Var.**	**9M26**	**9M25**	**Var.**
Eólica	93,4%	94,7%	**-1,3 p.p.**	93,4%	93,4%	**n.a.**
Solar	99,5%	98,9%	**0,6 p.p.**	98,8%	97,8%	**1,0 p.p.**

Destaques Financeiros (R$ milhões)	**3T26**	**3T25** proforma	**Var.**	**9M26**	**9M25** proforma	**Var.**
Receita Líquida	**3.302,6**	**3.537,4**	**-6,6%**	**9.432,7**	**9.375,2**	**0,6%**
Geração	1.795,7	1.636,1	9,8%	5.264,6	4.853,8	8,5%
Hidrelétrica	971,0	1.036,1	-6,3%	2.999,4	3.051,1	-1,7%
Eólica	742,1	625,2	18,7%	2.026,3	1.862,0	8,8%
Solar	106,8	135,0	-20,8%	341,8	372,9	-8,3%
Eliminações da Geração	(24,2)	(160,2)	-84,9%	(102,9)	(432,2)	-76,2%
Comercialização	2.085,8	2.646,3	-21,2%	6.110,4	6.328,3	-3,4%
Holding e Pipeline	6,0	-	n.a.	6,0	-	n.a.
Eliminações	(584,9)	(745,0)	-21,5%	(1.948,3)	(1.806,9)	7,8%
EBITDA Ajustado[3]	**1.185,6**	**772,7**	**53,4%**	**2.970,4**	**2.958,6**	**0,4%**
Geração	1.088,3	817,7	33,1%	2.967,7	2.820,8	5,2%
Hidrelétrica	380,8	399,3	-4,6%	1.448,5	1.437,9	0,7%
Eólica	615,2	367,1	67,6%	1.310,1	1.194,4	9,7%
Solar	92,2	51,2	80,0%	209,2	188,4	11,0%
Comercialização	107,7	(23,9)	n.a.	66,7	190,8	-65,1%
Holding e Pipeline	(10,3)	(21,1)	-51,2%	(64,0)	(52,9)	20,8%
Margem EBITDA Ajustada	*35,9%*	*21,8%*	*14,1 p.p.*	*31,5%*	*31,6%*	*-0,1 p.p.*
Resultado Líquido	**150,4**	**(403,7)**	**n.a.**	**(830,3)**	**(912,6)**	**-9,0%**
Dívida Líquida	18.661,8	19.023,4	-1,9%	18.661,8	19.023,4	-1,9%
Alavancagem	**4,7x**	**4,9x**	**-0,2x**	**4,7x**	**4,9x**	**-0,2x**

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 3T26 e 9M26 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 à 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 Operações 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 terceiro trimestre de 2026 foi marcado pelo sucesso da estratégia da Comercializadora, por avanços relevantes na agenda regulatória e pela manutenção da disciplina financeira. Com os nove primeiros meses do ano transcorridos, observamos com mais clareza os resultados da nossa estratégia em um contexto desafiador, de grande volatilidade de preços de energia além de maiores restrições operativas para os ativos renováveis. Nesse cenário, a Companhia capturou ganhos relevantes por meio de sua estratégia de comercialização, avançou no tratamento regulatório dos impactos do *curtailment* passado e seguiu evoluindo em sua agenda de eficiência operacional e desalavancagem. Esses avanços reforçam a resiliência do portfólio e a nossa capacidade de gerar valor mesmo em um ambiente adverso, ao mesmo tempo em que criam bases sólidas para uma captura mais intensa dos resultados nos próximos trimestres.

O 3T26 foi marcado pela continuidade da trajetória de queda dos preços de energia de curto prazo, em um cenário de condições hidrológicas significativamente mais favoráveis quando comparadas às observadas no mesmo período do último ano. A evolução das afluências, especialmente nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, contribuiu para a manutenção dos reservatórios em níveis relativamente elevados para o período e para a redução dos preços de energia. Nesse contexto, o PLD médio no submercado Sudeste/Centro-Oeste recuou de R$ 308/MWh no primeiro trimestre para R$ 207/MWh no segundo trimestre, atingindo R$ 130/MWh no 3T26, uma redução de aproximadamente 58% em relação ao PLD médio do 1T26.

Esse movimento reforça a visão que vínhamos compartilhando com o mercado desde o início do ano, de que a curva de preços negociada no mercado incorporava um prêmio relevante frente aos cenários avaliados pela Companhia. Diante disso, adotamos a estratégia de manter uma posição *short*, fechando-a progressivamente ao longo do ano e capturando ganhos relevantes com a queda dos preços de energia. Como resultado, o EBITDA Ajustado do segmento de Comercialização atingiu R$ 107,7 milhões no 3T26, um aumento de R$ 131,6 milhões em comparação com o 3T25, evidenciando nossa capacidade de combinar inteligência de mercado e gestão ativa de riscos para geração de valor.

Para 2027, diante das incertezas associadas ao fenômeno El Niño e ao comportamento das afluências no próximo período úmido, aproveitamos a redução dos preços observada ao longo do trimestre para reduzir nossa exposição *short,* nos aproximando de um Balanço Energético neutro, enquanto seguimos avaliando o comportamento do mercado e procurando oportunidades de agregação de valor.

No desempenho financeiro, a Auren registrou EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões no 3T26, crescimento de 53,4% em relação ao mesmo período de 2025. Desconsiderando o reconhecimento de R$ 357,1 milhões referente à Compensação do *Curtailment* Passado, o EBITDA Ajustado alcançou R$ 828,5 milhões, crescimento de aproximadamente 7,2% na comparação anual. Esse desempenho foi impulsionado principalmente pelo forte resultado da Comercializadora e a melhor geração das usinas hidrelétricas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), compensados parcialmente pelos impactos negativos do menor recurso eólico e do *curtailment*. Adicionalmente, os custos e despesas operacionais (PMSO) apresentaram redução nominal de 5,6% em relação ao 3T25, refletindo a continuidade dos esforços de eficiência e racionalização de despesas.

No âmbito operacional, o trimestre foi marcado por condições distintas entre as fontes de geração. A melhora hidrológica contribuiu para uma maior alocação de energia hidrelétrica no SIN, com o GSF atingindo 77%, avanço de 12 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. Por outro lado, o desempenho das fontes eólica e solar continuou pressionado pelos elevados níveis de *curtailment* e um recurso inferior ao esperado nas certificações dos ativos, especialmente para o segmento eólico. A geração eólica totalizou 1.306,1 MW médios, redução de 13,5% na comparação com o mesmo período do ano anterior, enquanto a geração solar atingiu 156,1 MW médios, 4,7% abaixo do 3T25.

Apesar do aumento do volume de energia cortada, observamos uma redução do custo financeiro do *curtailment*, especialmente na fonte eólica, em função dos menores preços de energia nos horários de maior concentração dos cortes. Esse comportamento evidencia a importância de analisar não apenas o volume das restrições, mas também seu perfil horário e a dinâmica de formação dos preços. Nesse contexto, a diversificação de nosso portfólio e a flexibilidade na gestão comercial continuam sendo diferenciais importantes para mitigar parte dos efeitos das restrições operativas. Para a Auren, o impacto financeiro dos cortes totalizou R$ 173,5 milhões no trimestre, parcialmente compensado pelos ganhos de modulação de R$ 58,8 milhões, resultando em um efeito líquido negativo de R$ 114,7 milhões. No 3T25, o impacto financeiro dos cortes totalizou R$ 195,5 milhões, mesmo com um menor volume de energia cortada.

Na frente regulatória, tivemos um avanço relevante no tratamento dos impactos passados do *curtailment*. Após a publicação da Portaria Normativa nº 140/2026 pelo Ministério de Minas e Energia, a Auren manifestou interesse não vinculante em participar do mecanismo de compensação dos cortes por confiabilidade elétrica e indisponibilidade externa ocorridos no período entre setembro de 2023 e novembro de 2025. Como resultado, reconhecemos, no 3T26, a Compensação do *Curtailment* Passado, com impacto líquido positivo de R$ 357,1 milhões na Margem Líquida e R$ 13,7 milhões na receita financeira.

A formalização do Termo de Compromisso e os pagamentos permanecem sujeitos às próximas etapas previstas na regulamentação, com expectativa de assinatura no segundo trimestre de 2027. As regras do reembolso do *curtailment* de confiabilidade a partir de novembro de 2025 seguem indefinidas, aguardando regulamentação da ANEEL.

A disciplina financeira permanece como uma das principais prioridades da Companhia. Encerramos o trimestre com dívida líquida de R$ 18,7 bilhões, uma redução de R$ 245,6 milhões em relação ao trimestre anterior, enquanto a alavancagem recuou de 5,3x para 4,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. Essa evolução reflete tanto a redução do endividamento quanto o aumento do EBITDA Ajustado dos últimos doze meses, incluindo os efeitos do reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado. Seguimos comprometidos com uma trajetória sustentável de desalavancagem, apoiada na geração de caixa operacional e na eficiência de custos.

Adicionalmente, em nossa constante busca por otimizações e outras avenidas para destravar valor adicional, em maio de 2026, foi concluída a primeira fase da reorganização societária. A segunda fase, que contempla a incorporação da Auren Operações pela CESP, permanece sujeita ao cumprimento das condições precedentes, incluindo as aprovações regulatórias aplicáveis, com conclusão prevista para janeiro de 2027. Essa iniciativa tem como objetivo concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo, racionalizar a estrutura societária e ampliar a eficiência na gestão de caixa e endividamento.

Na frente de crescimento, foi concluída a implantação do Complexo Eólico Cajuína 3, com 112,1 MW de capacidade instalada. Os 19 aerogeradores do empreendimento já foram comissionados e encontram-se em operação em teste. Durante este período, a energia gerada contribuiu com R$ 6,0 milhões em receitas no trimestre, por meio da liquidação ao PLD. As validações regulatórias seguem em andamento para a entrada em operação comercial.

À medida que nos aproximamos do encerramento de 2026, seguimos concentrados na execução das prioridades estratégicas estabelecidas para este ano de transição. Os avanços na gestão comercial, na eficiência operacional, na simplificação societária e na disciplina financeira fortalecem as bases para o próximo ciclo da Companhia. Nossa prioridade permanece na geração sustentável de caixa, na redução da alavancagem e na alocação criteriosa de capital.

Fabio Zanfelice
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

A evolução do fenômeno El Niño no decorrer do terceiro trimestre de 2026 (3T26) contribuiu para o aumento da frequência de chuvas volumosas nos subsistemas Sul (S) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), com destaque para o mês de setembro, que registrou a 6ª maior Energia Natural Afluente (ENA) de todo o histórico do Sistema Interligado Nacional (SIN), iniciado em 1931. No 3T26 como um todo, a ENA do SIN ficou em 138% da MLT, sendo a 7ª maior do histórico e 59 p.p. acima do registrado no 3T25.

A precipitação acima da média no centro-sul do país favoreceu a permanência de níveis de armazenamento maiores do que os observados em anos anteriores. Por outro lado, em áreas do Norte e Nordeste os totais de precipitação foram inferiores à média climatológica, alinhado com a tendência esperada em condições de El Niño.

Energia Natural Afluente (ENA) Mensal Bruta no SIN (% da MLT)

ENA Bruta/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	**79%**	**81%**
2026	63%	82%	90%	82%	84%	81%	128%	112%	176%	-	-	-	**138%**	**90%**

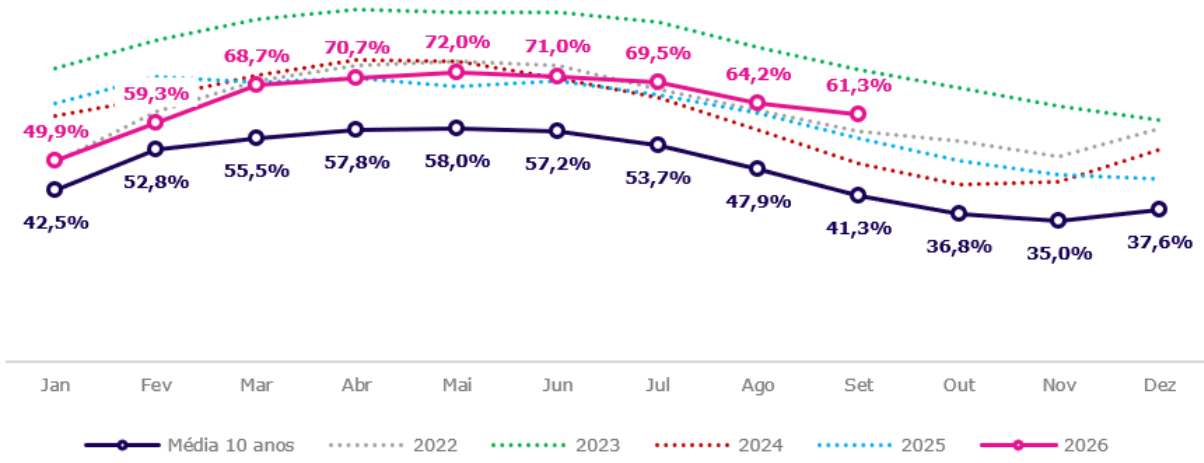
Fonte: ONS

Quanto ao comportamento da temperatura, houve oscilação ao longo do trimestre, com temperaturas acima da média em agosto e temperaturas abaixo do padrão histórico em setembro. Na comparação com o ano anterior, as temperaturas do trimestre foram superiores, refletindo, principalmente, o desempenho de agosto.

A demanda do SIN cresceu 5,8% na comparação com o 3T25, mesmo com as oscilações do consumo de energia ao longo do trimestre em função do comportamento das temperaturas. Agosto, que apresentou anomalias bem positivas de temperatura, foi o mês com o maior crescimento da carga em relação ao ano passado, com 8,0%, ao passo que setembro, com temperaturas mais amenas, apresentou o menor crescimento, de 3,8%. Como resultado, a carga global registrada atingiu 82,5 GW médios no 3T26, cerca de 0,5% inferior ao projetado pelo ONS (PLAN 2026-30[1]), mas 5,8% acima do 3T25.

Dada a melhora expressiva da condição hidrológica dos subsistemas S e SE/CO, a trajetória dos reservatórios apresentou ritmo de deplecionamento mais lento no 3T26 em comparação aos anos anteriores, encerrando o trimestre em 61,3% da capacidade máxima do SIN. Esse resultado foi 20 p.p. acima da média dos últimos dez anos e 6 p.p. acima do observado ao fim do 3T25.

Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

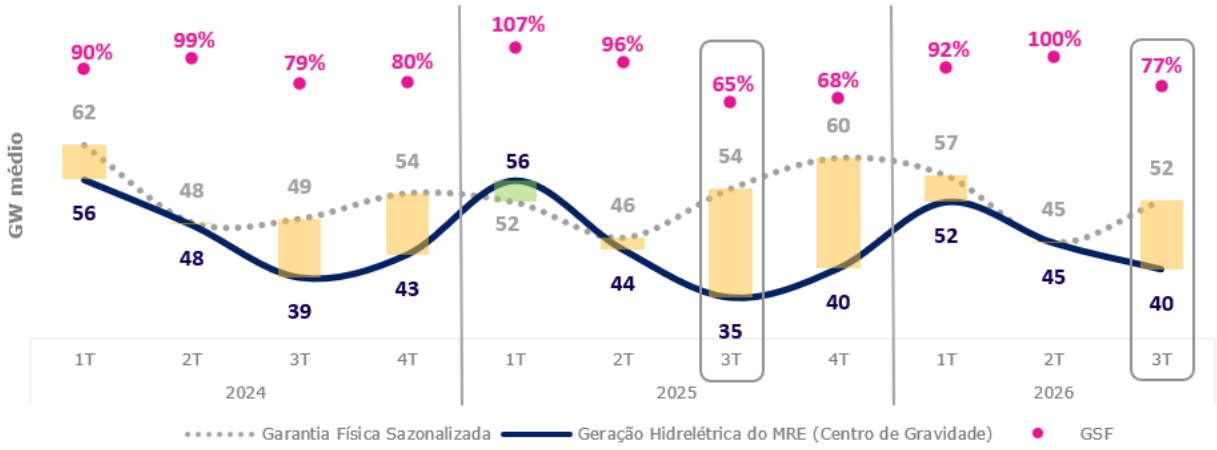


Fonte: ONS

Quanto à geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, o 3T26 registrou 40 GW médios, cerca de 5 GW médios acima do 3T25, refletindo a condição hidrológica mais favorável em relação à mesma época do ano anterior. Como resultado, o deslocamento hidrelétrico (GSF) observado no 3T26 foi de 77%, 12 p.p. superior ao registrado no 3T25 (65%), dos quais 9 p.p. se devem à maior geração hidrelétrica e 3 p.p. resultam da menor alocação de garantia física pelos participantes do MRE (52 GW médios no 3T26 vs. 54 GW médios no 3T25), conforme ilustrado no gráfico a seguir.

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

Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)

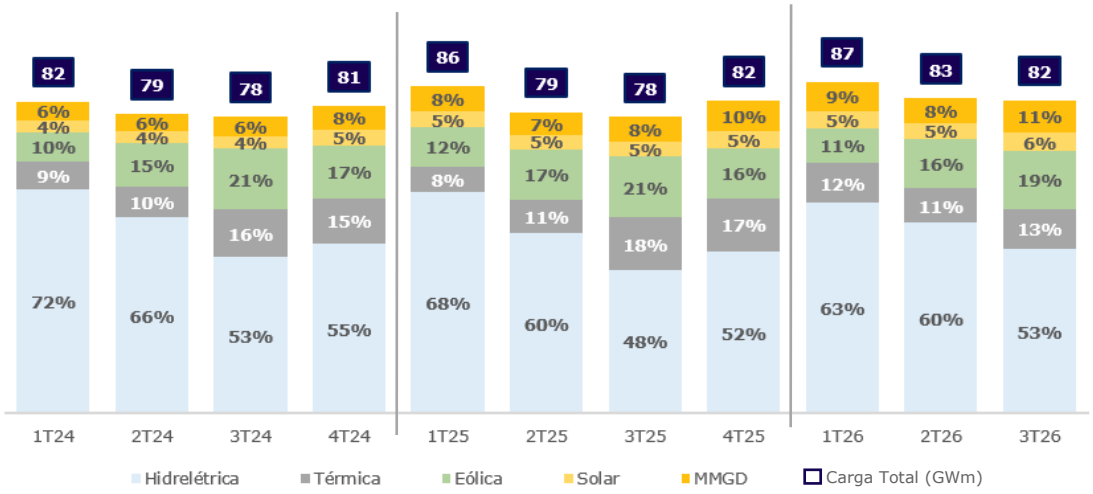


Fonte: CCEE

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 13 GW médios (cerca de 16% da carga) no 3T26 ante 10,2 GW médios no 3T25 (13% da carga). Por outro lado, a fonte eólica reduziu a participação no atendimento à carga em 1 GW médio (-2 p.p.) se comparado ao 3T25, devido ao menor recurso eólico entre os trimestres (15,0 GW médios no 3T26 vs. 16,0 GW médios no 3T25) e do maior corte de geração (4,6 GW médios no 3T26 vs. 4,0 GW médios no 3T25).

Em virtude da melhora no cenário hidrológico, a geração hidrelétrica registrou aumento na participação do atendimento à carga, respondendo por 53% no 3T26 vs. 48% no 3T25. Em contrapartida, houve redução na participação da fonte termelétrica, que atendeu a 13% da carga no 3T26 em comparação com 18% no 3T25.

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



Fonte: ONS

Em linha com a evolução das condições hidrológicas observada ao longo do ano, o PLD apresentou trajetória de queda na comparação entre o segundo e o terceiro trimestre, após já ter apresentado recuo no comparativo entre o segundo e o primeiro. O PLD médio registrado no 1T26 foi de R$ 308/MWh no submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), recuando gradativamente para R$ 207/MWh no 2T26 e R$ 130/MWh no 3T26, reflexo da melhora das condições de suprimento do sistema, impulsionada pela recuperação das afluências e pela redução da expectativa de carga no SIN ao longo do ano.

Neste mesmo contexto, o PLD médio do submercado Sul (S) também apresentou redução quando comparado ao mesmo período do ano anterior (R$ 129/MWh no 3T26 vs. R$ 253/MWh no 3T25), reduzindo assim o descolamento frente ao submercado SE/CO (-R$ 1/MWh), similar ao registrado no 3T25 (R$ 1/MWh) e inferior aos R$ 24/MWh registrados no 2T26. No submercado Nordeste (NE), refletindo a queda do PLD médio de R$ 240/MWh no 3T25 para R$ 129/MWh no 3T26, também houve convergência em relação aos preços do SE/CO (-R$ 1/MWh no 3T26 vs. -R$ 12/MWh no 3T25).

No 3T26, o PLD médio no submercado SE/CO foi menor tanto na comparação ano a ano quanto em comparação com o segundo trimestre, reflexo principalmente da maior recorrência do PLD no piso regulatório. No período, o preço permaneceu nesse patamar por 820 horas, com pelo menos uma ocorrência de piso em 97,8% dos dias. Em comparação, o piso foi

atingido durante 361 horas no 3T25, com ocorrências em 64,1% dos dias e, no 2T26, durante 439 horas, abrangendo 78,0% dos dias.

Assim como observado nos trimestres anteriores, os efeitos mais significativos de variação de preço intradiária continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite, refletindo o aumento da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica em relação ao mesmo período do ano anterior.

Outros fatores, como períodos de redução do recurso eólico, aumento de temperatura e condições desfavoráveis de hidrologia na região Norte, também contribuem para aumentar a magnitude dos picos horários de preço, elevando a volatilidade *intraday* do trimestre. Nesse cenário, o submercado SE/CO registrou volatilidade de 63% no 3T26, ante 39% no 3T25.

Além disso, a ampliação dos limites de intercâmbio tem favorecido o escoamento do excedente de geração do submercado Nordeste para os demais (limite de exportação do submercado Nordeste: 16,2 GW médios no 3T26 ante 13,8 GW médios no 3T25), reduzindo os descolamentos de preço observados durante o dia e contribuindo para maior convergência entre os submercados.

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

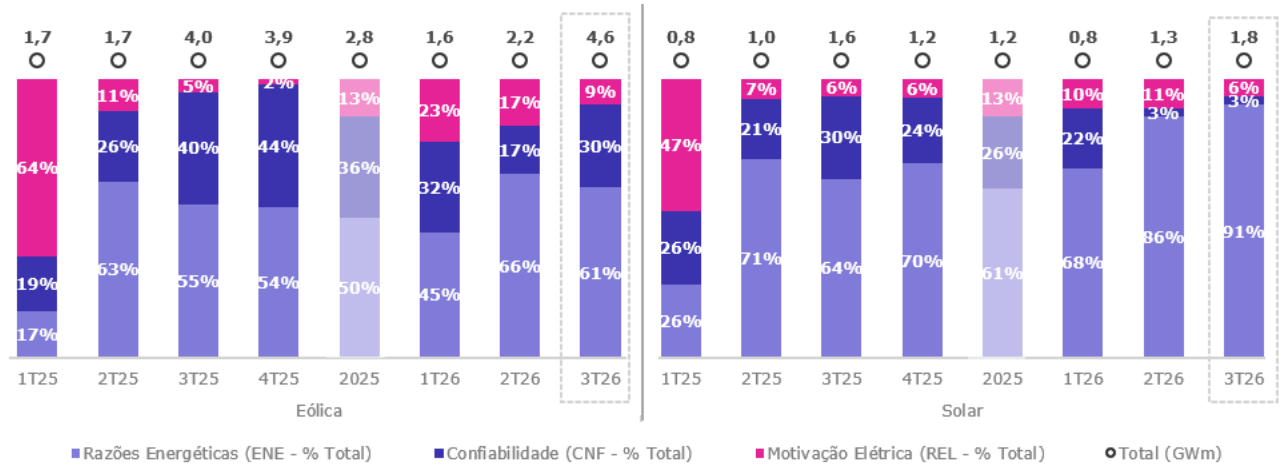
	PLD por Submercado (R$/MWh)						Volatilidade *Intraday* (%)					
	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
SE/CO	129,8	252,4	-48,6%	214,2	210,7	1,6%	63%	39%	24 p.p.	49%	32%	17 p.p.
Sul	129,1	253,0	-49,0%	238,5	214,1	11,4%	63%	38%	25 p.p.	42%	31%	11 p.p.
Nordeste	128,5	240,0	-46,4%	192,4	151,6	26,8%	63%	43%	20 p.p.	50%	28%	22 p.p.
Norte	129,2	251,0	-48,5%	193,3	155,5	24,3%	63%	39%	24 p.p.	49%	26%	23 p.p.

Fonte: CCEE

Por fim, com base nos dados disponibilizados pelo ONS, o 3T26 apresentou elevação nos cortes de geração quando comparado ao 3T25. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 24,5% (4,6 GW médios) no 3T26, superior aos 20,6% (4,0 GW médios) verificados no 3T25 e aos 15,7% (2,2 GW médios) do segundo trimestre de 2026. Para a fonte solar, o *curtailment* foi de 31,9% (1,8 GW médios) no trimestre, inferior à restrição de 33,2% (1,6 GW médios) no 3T25, mas acima se comparado aos 25,8% (1,3 GW médios) registrados no segundo trimestre de 2026.

Os cortes de motivação elétrica (REL), passíveis de ressarcimento após o atingimento da franquia, corresponderam a 9% dos cortes totais para a fonte eólica e 6% para a fonte solar, ficando superior ao observado no 3T25, quando os cortes classificados como motivação elétrica responderam por 5% e 6% do total, respectivamente.

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



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 Produção[1] Segregadas por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração[1] (MW médio)					
			3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Hidrelétrica[2]	4.198,4	2.074,6	1.748,2	1.589,4	10,0%	1.917,6	1.979,9	-3,1%
Eólica[3]	3.100,4	1.499,0	1.306,1	1.510,7	-13,5%	1.099,2	1.263,5	-13,0%
Solar	876,4	238,2	156,1	163,7	-4,7%	165,7	170,9	-3,0%
Total Próprios	**8.175,3**	**3.811,8**	**3.210,4**	**3.263,8**	**-1,6%**	**3.182,4**	**3.414,3**	**-6,8%**
Participações em Ativos Hidrelétricos[4]	547,5	265,3	349,1	348,1	0,3%	249,7	244,1	2,3%
Total Próprios e Participações	**8.722,8**	**4.077,2**	**3.559,5**	**3.611,9**	**-1,5%**	**3.432,1**	**3.658,4**	**-6,2%**

Hidrelétrica

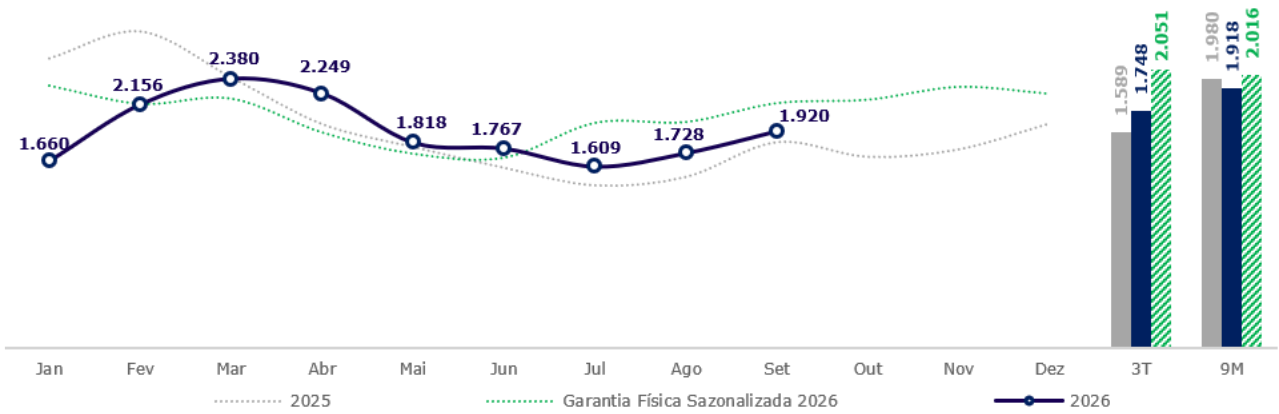
A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,7 GW médios no terceiro trimestre de 2026, representando um aumento de 10,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar do avanço, a produção de energia ficou 15,7% abaixo da garantia física[5] no trimestre, refletindo a sazonalidade e condições hidrológicas do período.

A energia alocada para fins do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, por sua vez, apresentou um crescimento de 14,2%, em função da menor alocação de garantia física pelos participantes e do maior despacho hidrelétrico.

No acumulado dos nove primeiros meses do ano, a produção atingiu 1,9 GW médios, 3,1% inferior ao mesmo período do ano passado. Dessa forma, apesar da melhora observada no terceiro trimestre, a geração hidrelétrica acumulada em 2026 permanece inferior ao registrado no ano anterior, em especial pelo grande volume observado no primeiro trimestre de 2025.

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 3T26, 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

[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. A Garantia Física foi sazonalizada considerando o perfil de alocação do MRE.
[3] Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Operações 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.
[5] Garantia física *flat* (2.074,6 MWm).

de referência, correspondentes a 24,1% da capacidade hidrelétrica da Auren, o desempenho reflete principalmente impactos de eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções programadas de maior porte e ocorrências operacionais específicas.

Avanços relevantes foram registrados na execução e reprogramação do plano plurianual de manutenção, bem como na implementação de ações de mitigação de riscos, com maior direcionamento das intervenções e dos investimentos aos equipamentos de maior criticidade. Como resultado destas ações, foram concluídos os reparos de sete unidades geradoras ao longo de 2026, enquanto outro reparo permanece em andamento, com conclusão prevista para dezembro de 2026.

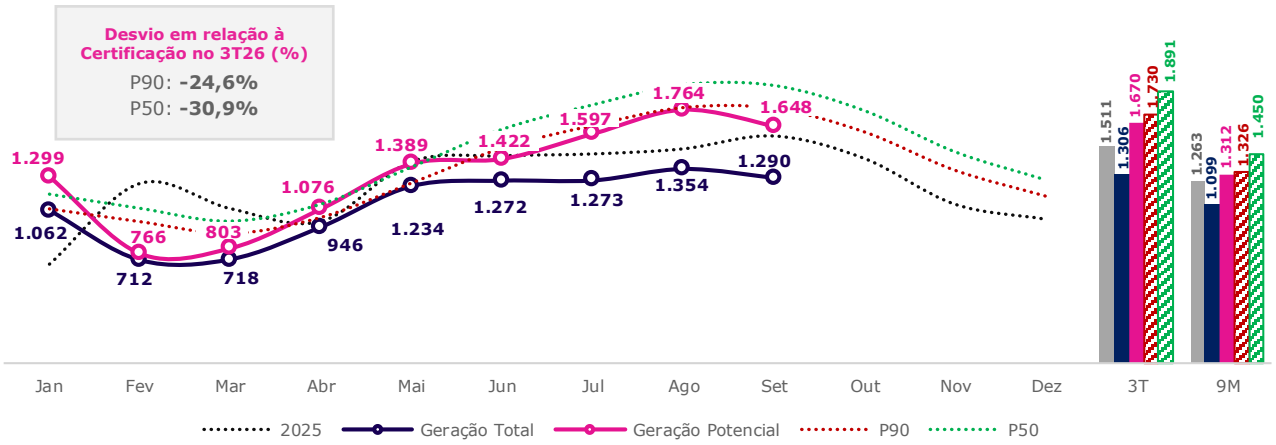
Adicionalmente, estão em execução duas grandes modernizações, uma na UHE Promissão e outra na UHE Barra Bonita, com conclusões previstas para março e abril de 2027, respectivamente. A conclusão dessas iniciativas deverá contribuir para a recuperação gradual dos indicadores de disponibilidade das usinas impactadas. Em conjunto, essas ações fortalecem a gestão preventiva dos ativos, reduzem a exposição a riscos operacionais e contribuem para a preservação da disponibilidade e a evolução sustentável dos indicadores de desempenho.

Eólica

O desempenho dos ativos eólicos no 3T26, 13,5% inferior ao mesmo período do ano anterior, refletiu a combinação entre aumento nos níveis de *curtailment* e a incidência de recurso abaixo do esperado pela certificação dos ativos. A geração total[1] alcançou 1.306 MW médios no 3T26, equivalente a 69,1% do percentil 50 (P50) e 75,5% do percentil 90 (P90), enquanto a geração potencial[2] atingiu 88,3% e 96,5% do P50 e P90, respectivamente.

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)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração Total 2025[1]	685	1.251	1.074	985	1.404	1.444	1.458	1.493	1.584	1.427	1.106	1.000	**1.511**	**1.264**
Geração Total 2026[1]	1.062	712	718	946	1.234	1.272	1.273	1.354	1.291	-	-	-	**1.306**	**1.099**
Geração Potencial 2025[2]	728	1.339	1.157	1.035	1.575	1.627	1.722	1.835	2.023	1.994	1.411	1.171	**1.858**	**1.449**
Geração Potencial 2026[2]	1.299	766	803	1.076	1.389	1.422	1.597	1.764	1.648	-	-	-	**1.670**	**1.312**

A disponibilidade dos ativos eólicos atingiu 93,4% no 3T26, registrando uma redução de 1,3 p.p. frente ao mesmo período de 2025, devido a campanhas de manutenções preventivas e a ocorrências de indisponibilidade em máquinas de Tucano, Cajuína, Mandacaru e Cassino. No consolidado dos nove meses, foi observado um equilíbrio em relação à disponibilidade apurada no 9M25.

Embora a disponibilidade tenha sido impactada pelas paradas preventivas e corretivas do período, parte desse efeito é compensável nos termos dos contratos de manutenção aplicáveis. Atualmente, cerca de 83% da capacidade instalada eólica da Auren possui contratos de operação e manutenção com terceiros, em modalidades como *Full Scope Agreement* – FSA e

[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.

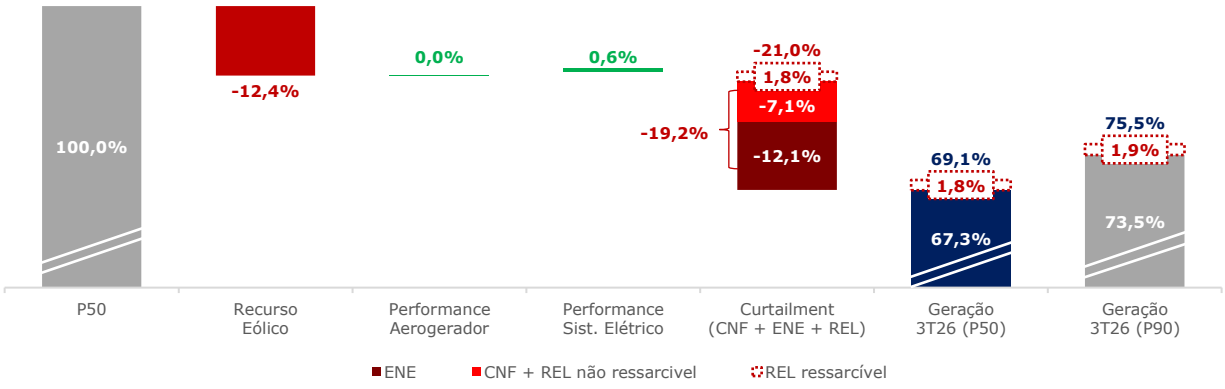
Operation and Service Agreement – OSA, sendo 63% sob gestão dos fabricantes e 20% por prestadores independentes especializados (*Independent Service Provider* – ISP*).*

Portfólio Eólico - Disponibilidade Média Consolidada

Disponibilidade Média (Consolidado)	1T	2T	3T	4T	9M
2025	92,0%	93,5%	94,7%	94,2%	**93,4%**
2026	94,1%	92,8%	93,4%	-	**93,4%**

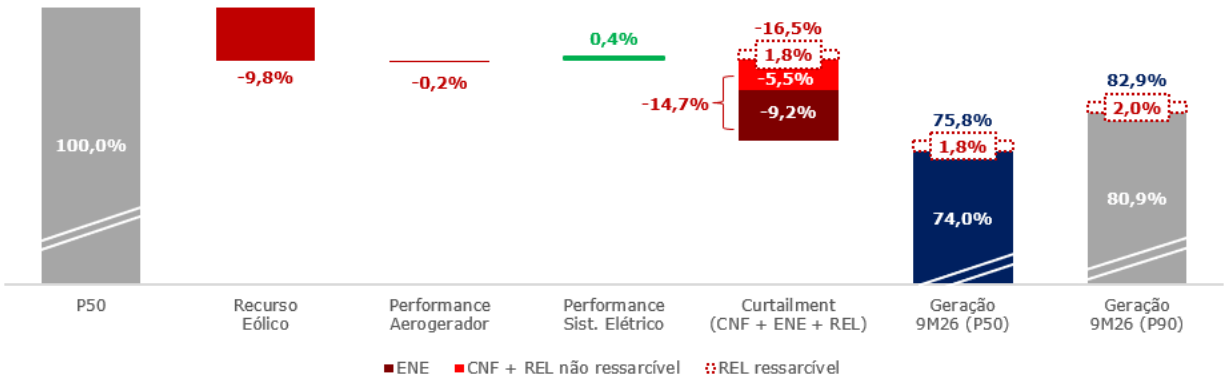
Como mencionado anteriormente, o desempenho do 3T26 foi impactado principalmente pelo *curtailment* observado no trimestre, que reduziu a geração esperada em 21,0 p.p., dos quais 19,2 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 1,8 p.p. aos cortes classificados como REL ressarcível. A diferença remanescente frente à certificação é predominantemente atribuída às condições do recurso eólico observadas no período, que resultaram em um impacto adicional de -12,4 p.p. na geração.

Portfólio Eólico – Desempenho da Geração Consolidada no 3T26 (P50 em base 100)[1]



O desempenho no 9M26 também foi impactado principalmente pelo *curtailment* observado, que reduziu a geração esperada em 16,5 p.p., dos quais 14,7 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 1,8 p.p. aos cortes classificados como REL ressarcível. A diferença remanescente frente à certificação é predominantemente atribuída às condições do recurso eólico observadas no período, que resultaram em um impacto adicional de -9,8 p.p. na geração.

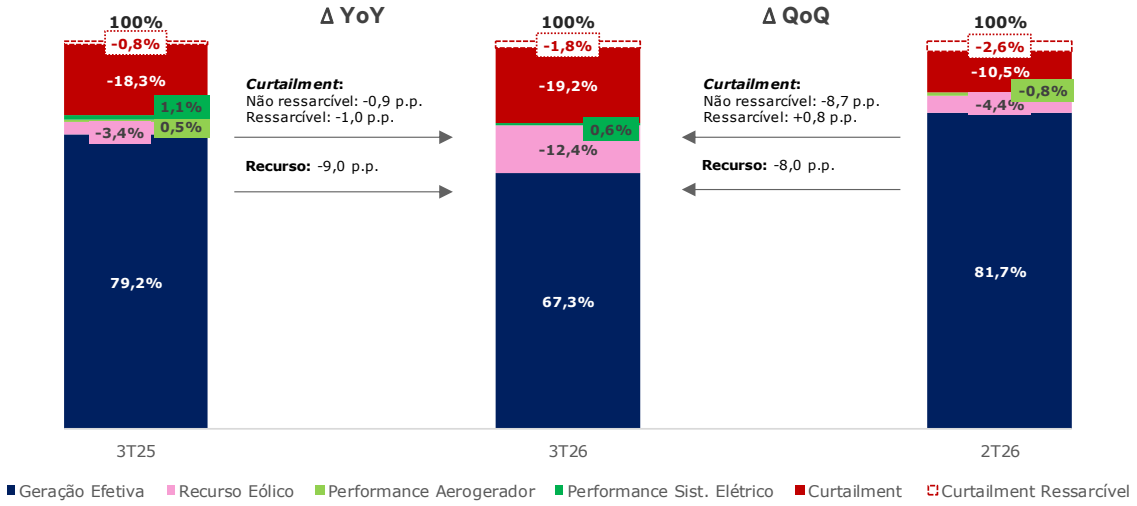
Portfólio Eólico – Desempenho da Geração Consolidada no 9M26 (P50 em base 100)



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

O gráfico abaixo apresenta uma comparação condensada dos desvios em relação à certificação P50 de cada um dos períodos analisados. Na comparação do 3T26 com o 2T26, a geração efetiva foi 14,4 p.p. inferior, reflexo principalmente do maior *curtailment* não ressarcível (8,7 p.p.) e do menor recurso eólico (8,0 p.p.).

Portfólio Eólico – Evolução do Desempenho da Geração com relação ao P50 (P50 em base 100)

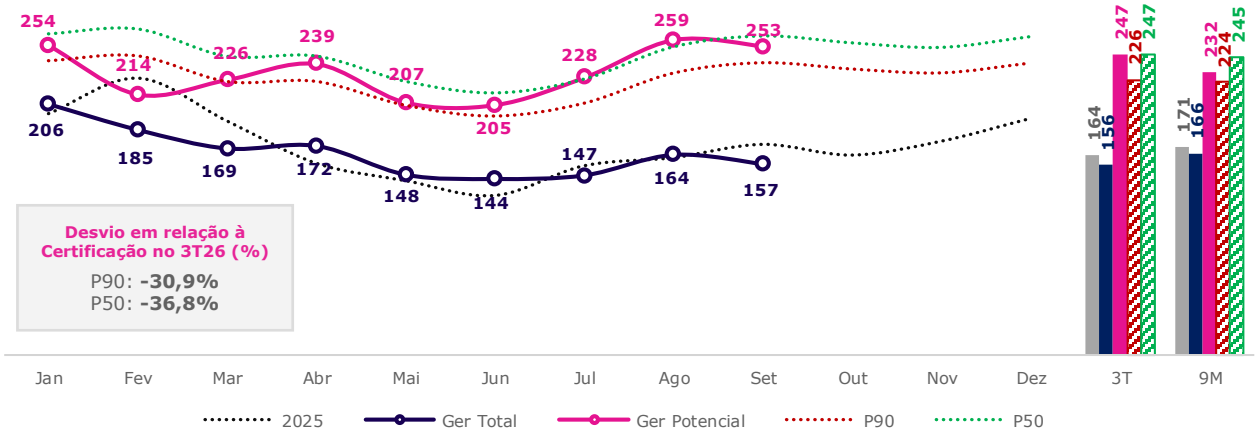


Solar

O desempenho dos ativos solares no 3T26 foi 4,7% inferior ao mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente condições de recurso menos favoráveis em relação ao mesmo período do ano anterior, especialmente na região de São Paulo, e níveis de *curtailment* ligeiramente superiores (1,1 p.p.). Apesar desses impactos, a geração potencial permaneceu em patamar elevado, próxima ao P50 e acima do P90 da certificação.

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 (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)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M
Geração Total 2025[1]	198	227	192	158	144	132	156	162	173	165	176	194	**164**	**171**
Geração Total 2026[1]	206	185	170	172	148	144	147	164	157	-	-	-	**156**	**166**
Geração Potencial 2025[2]	228	256	242	204	212	206	219	256	270	257	240	246	**248**	**232**
Geração Potencial 2026[2]	254	214	226	239	207	205	228	259	253	-	-	-	**247**	**232**

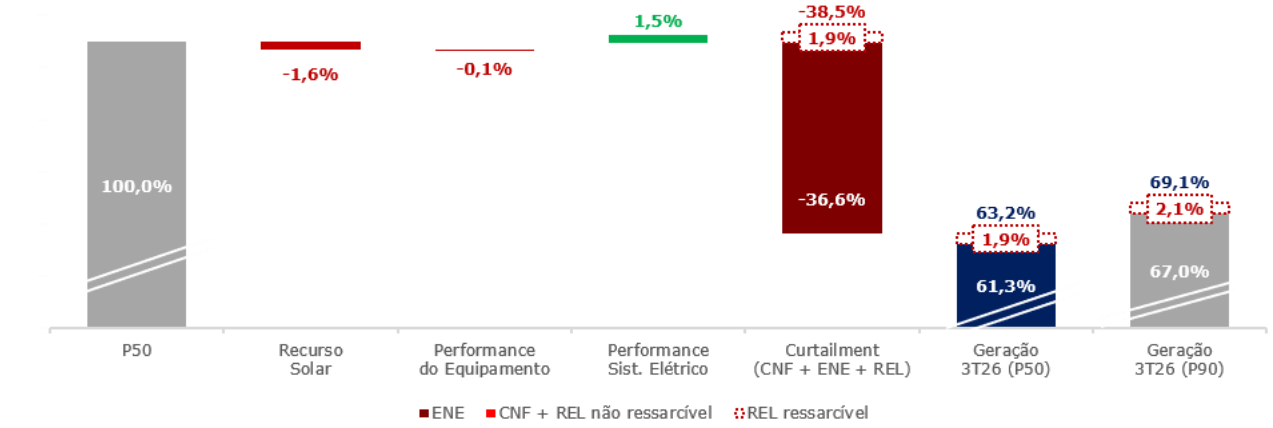
[1] Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
[2] Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

A disponibilidade dos ativos solares atingiu 99,5% no 3T26, 0,6 p.p. acima da disponibilidade no mesmo período de 2025 e 0,9 p.p. acima do observado no 2T26. No acumulado do ano (9M26) alcançou disponibilidade média de 98,8%, superando o acumulado do mesmo período de 2025 em 1,0 p.p., conforme apresentado na tabela abaixo.

Disponibilidade Média dos Ativos	1T	2T	3T	4T	Acumulado do Ano
2025	95,9%	98,6%	98,9%	98,8%	**97,8%**
2026	98,4%	98,6%	99,5%	-	**98,8%**

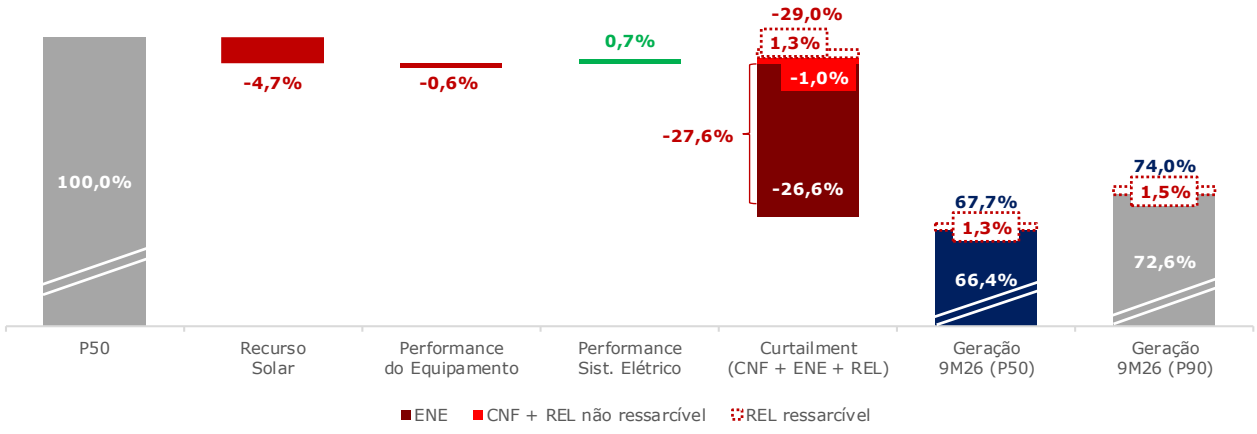
Conforme apresentado no gráfico a seguir, a geração total[1] do portfólio solar atingiu 63,2% do P50 e 69,1% do P90 no 3T26. O principal impacto na performance dos ativos solares no terceiro trimestre está relacionado ao *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 38,5 p.p., dos quais 36,6 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 1,9 p.p. referente ao *curtailment* REL ressarcível.

Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 3T26 (P50 em base 100)[1]



No acumulado do ano (9M26), a geração total alcançou 67,7% do P50 e 74,0% do P90, com o *curtailment* respondendo por 29,0 p.p. de redução da geração esperada, dos quais 1,3 p.p. são referentes à parcela ressarcível.

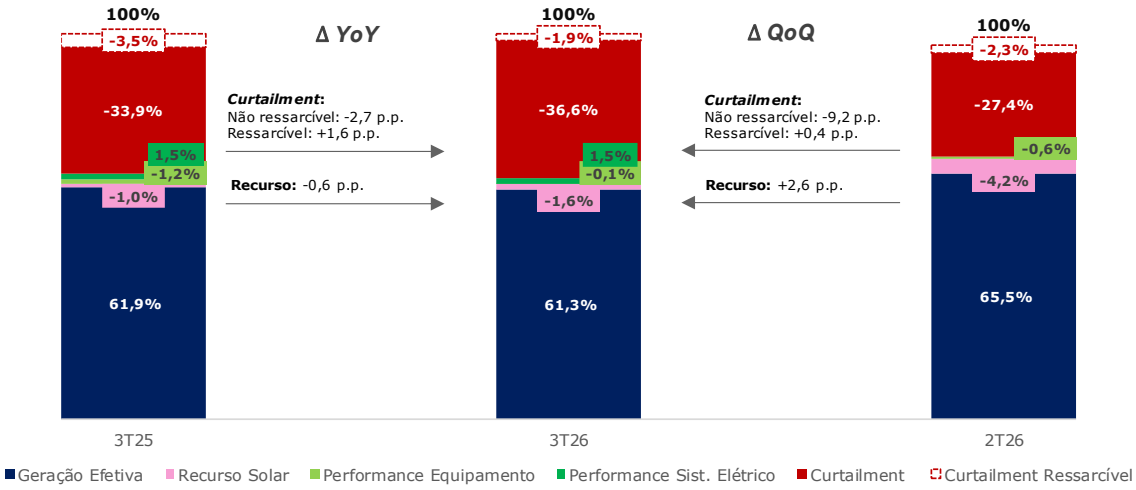
Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 9M26 (P50 em base 100)[1]



[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.

O gráfico abaixo apresenta uma comparação condensada dos desvios em relação à certificação P50 de cada um dos períodos analisados. Na comparação do 3T26 com o 2T26, a geração efetiva foi 4,2 p.p. inferior, reflexo principalmente do maior *curtailment* não ressarcível (9,2 p.p.).

Portfólio Solar – Evolução do Desempenho da Geração com relação ao P50 (P50 em base 100)



Impacto do *Curtailment* e Ganhos de Modulação

Importante: *as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment apresentados pelo ONS até o presente momento e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.*

A tabela abaixo 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, é apresentado o impacto financeiro do *curtailment* para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função do perfil de geração dos ativos 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*).

Impacto do *Curtailment* e Ganhos de Modulação	3T25		4T25		1T26		2T26		3T26	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
***Curtailment* SIN[1]** (%)	20,6%	33,2%	23,1%	23,9%	14,9%	16,2%	15,7%	25,8%	**24,5%**	**31,9%**
***Curtailment* SIN[2] ex-REL** (%)	19,7%	31,3%	22,7%	22,4%	11,5%	14,5%	13,1%	23,1%	**22,3%**	**29,9%**
***Curtailment* Auren[2]** (%)	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	13,4%	16,3%	12,9%	26,0%	**22,2%**	**31,9%**
Geração Efetiva Auren[3] (% do P50)	79,9%	65,4%	78,3%	69,1%	77,2%	72,3%	84,3%	67,8%	**69,1%**	**63,2%**
***Curtailment* Auren por Fonte[4]** (MW médios)	330,1	61,1	332,2	52,8	127,4	35,7	166,2	47,7	**365,9**	**72,1**
***Curtailment* Auren por Fonte[4]** (R$ milhões)	173,2	22,4	184,2	23,3	70,6	15,6	77,8	20,1	**147,4**	**26,1**
***Curtailment* Auren Consolidado[5]** (R$ milhões)	195,5		207,5		86,2		97,8		**173,5**	
(-) Ganhos com Modulação (R$ milhões)	65,6		70,4		97,2		70,5		**58,8**	
(=) *Curtailment* Líquido de Modulação[5] (R$ milhões)	130,0		137,0		-11,0		27,3		**114,7**	

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como Indisponibilidade Externa (REL) após o atingimento das franquias, foi de R$ 173,5 milhões no 3T26, um aumento de 77,3% em relação ao 2T26. Desse valor, R$ 0,4 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R$ 51,3 milhões são os cortes por Confiabilidade (CNF) e R$ 121,8 milhões por Razão Energética (ENE).

No 9M26, R$ 19,6 milhões foram classificados como REL antes do atingimento da franquia e R$ 94,6 milhões como CNF, totalizando 31,9% do total do impacto financeiro do *curtailment* no ano (R$ 357,5 milhões). No mesmo período, os cortes classificados como ENE totalizaram R$ 243,3 milhões (68,1%).

[1] *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.
[2] *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.
[3] Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + *Curtailment* Elétrico Ressarcível) / P50, conforme as seções Eólica e Solar.
[4] *Curtailment* Auren = *Curtailment* Energético + *Curtailment* Confiabilidade + *Curtailment* Elétrico Não-Ressarcível.

No 3T26, a estratégia de modulação gerou ganhos de R$ 58,8 milhões. Em comparação com o 2T26 e o 3T25, o resultado foi impactado pela redução do preço de curto prazo, devido ao cenário hidrológico favorável. Ainda assim, os ganhos contribuíram para reduzir os efeitos do *curtailment*, levando a um impacto líquido negativo de R$ 114,7 milhões no resultado da Companhia no trimestre.

No acumulado dos nove primeiros meses do ano, o efeito do *curtailment* líquido de modulação foi de R$ 131,0 milhões, resultado de um impacto total de *curtailment* de R$ 357,5 milhões compensado parcialmente por ganhos totais de modulação de R$ 226,5 milhões no período. Apesar do aumento de 11,0% do impacto do *curtailment* em relação ao mesmo período do ano anterior, o efeito do *curtailment* líquido de modulação foi 33,4% inferior ao registrado nos 9M25, refletindo a maior captura de ganhos de modulação ao longo de 2026.

Reembolso do *Curtailment*

A compensação dos cortes por Confiabilidade e por Indisponibilidade Externa abaixo da franquia a partir de novembro de 2025, conforme estabelecido na Lei nº 15.269/2025, aguarda regulamentação pela ANEEL. Para a Auren, a compensação máxima para os primeiros nove meses de 2026 seria R$ 114,2 milhões, correspondente à totalidade dos cortes classificados como CNF e REL antes do atingimento da franquia.

Como o processo ainda está em andamento na ANEEL, eventuais efeitos financeiros não foram considerados na apuração do impacto dos cortes de geração no 3T26. Considerando um cenário de reembolso integral desses montantes, a compensação potencial praticamente neutralizaria o impacto do *curtailment* líquido de modulação nos 9M26 (R$ 131,0 milhões).

Evolução do Custo do *Curtailment*

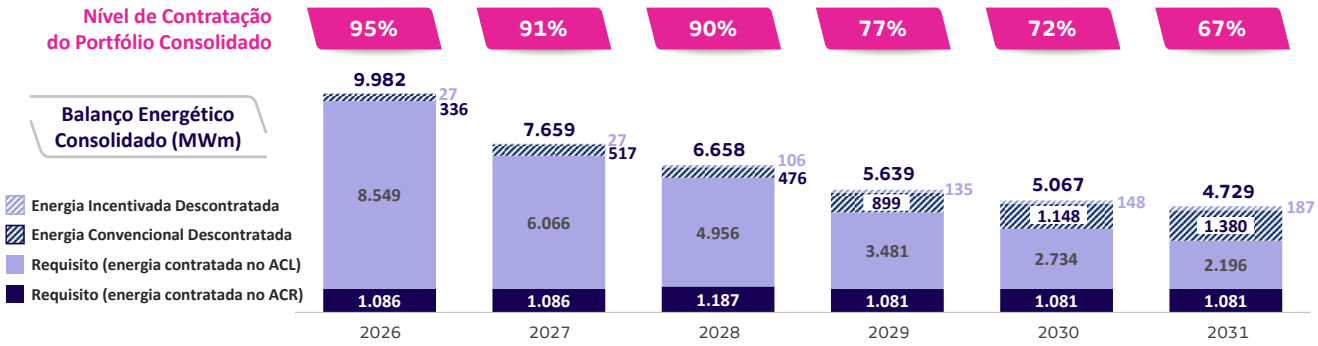
Apesar do aumento do volume de energia cortada, houve redução do impacto financeiro do *curtailment* em função dos menores preços de energia nos horários de maior concentração dos cortes. Tomando-se como exemplo a fonte eólica, a Companhia observou um *curtailment* de 22,2% no 3T26 vs. 18,3% (+3,9 p.p.) ao passo que o custo financeiro foi reduzido em R$ 25,8 milhões (R$ 147,4 milhões no 3T26 vs. R$ 173,2 milhões no 3T25). Tal redução se deve ao aumento dos cortes por razão energética (231 MW médios no 3T26 vs. 191 MW médios no 3T25) que ocorrem em momentos do dia em que o PLD é mais baixo.

Balanço Energético

O Balanço Energético Consolidado da Companhia reúne o portfólio de Geração e Comercialização, incluindo o perfil de contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Balanço Energético Consolidado

O 3T26 foi marcado por intensa atividade na Comercializadora, com volume transacionado de mais de 600 MW médios[1] entre compras e vendas de energia para o ano de 2026. Adicionalmente, a Companhia aumentou marginalmente sua posição *long* para o ano de 2027, por meio da contratação de 80 MW médios no segmento de comercialização, na comparação com o Balanço Consolidado do 2T26.



Balanço Energético do Segmento de Geração

O 3T26 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, sendo: (i) uma operação de *swap* de 10 MW médios de energia convencional realizada para o triênio 2026-2028, e (ii) uma venda de 8 MW médios de energia incentivada em 2028.

[1] Em base anualizada.

Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos Próprios (A)	**3.577**	**3.777**	**3.777**	**3.777**	**3.777**	**3.777**
Garantia Física Hidrelétrica[1]	1.888	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)	**963**	**606**	**495**	**320**	**320**	**314**
Convencional	445	290	181	6	6	0
Incentivada	517	317	314	314	314	314
Recursos Totais (C = A+B)	**4.539**	**4.383**	**4.272**	**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	230
Eólica	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	**3.090**	**2.754**	**2.504**	**1.982**	**1.720**	**1.444**
Hidrelétrica[4]	2.258	1.939	1.689	1.167	905	670
Eólica	677	671	671	671	671	671
Solar	156	144	144	144	144	102
Vendas Totais (F = D+E)	**4.177**	**3.840**	**3.691**	**3.063**	**2.801**	**2.524**
Balanço Geração (C - F)	**363**	**544**	**582**	**1.034**	**1.296**	**1.567**
Convencional	336	517	476	899	1.148	1.380
Incentivada	27	27	106	135	148	187

Preços (R$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Preço Médio de Venda[4]	**195**	**213**	**212**	**217**	**223**	**228**
ACR	**277**	**286**	**285**	**287**	**287**	**287**
Hidrelétrica	313	322	306	326	326	326
Eólica	260	269	269	269	269	269
Solar	356	369	369	369	369	369
ACL	**166**	**184**	**177**	**179**	**183**	**185**
Hidrelétrica	151	171	159	158	159	161
Eólica	206	216	215	211	212	205
Solar[5]	220	209	205	204	200	202
Preço Médio de Compra[6]	**192**	**209**	**195**	**188**	**188**	**176**
Convencional	179	217	194	145	145	0
Incentivada	204	202	196	189	189	176

[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 setembro 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 setembro 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 Operações 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 outubro de 2026. Dólar considerado: R$ 5,18/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)	5.442	3.275	2.386	1.542	970	638
Vendas[1] (B)	5.459	3.312	2.452	1.499	1.014	752
Margem Contratual[2] (R$/MWh)	***3,7***	***3,0***	**-**	**-**	**-**	**-**
Balanço Comercialização (A - B)	**(17)**	**(37)**	**(66)**	**43**	**(44)**	**(114)**
Balanço Consolidado Auren[3]	**346**	**506**	**515**	**1.076**	**1.252**	**1.453**

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 17 MW médios anualizados de 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços de energia do quarto trimestre.

No 3T26, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

a) Redução da exposição *short* de 2026 em 79 MW médios, seguindo a estratégia que a Companhia vem adotando desde o 1T26, que consiste no fechamento progressivo da posição ao longo do ano em linha com sua visão de queda de preços de energia.

b) Redução da exposição *short* para 2027 em 80 MW médios com o objetivo de aproximar o Balanço Energético de uma posição de neutralidade, enquanto seguimos avaliando o comportamento do mercado e procurando oportunidades. A Companhia adotou uma estratégia mais conservadora em face das incertezas quanto aos impactos do El Niño, ao desempenho do período úmido no submercado SE/CO e à janela de redução dos preços de energia observada no trimestre.

[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 dividida pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição futura. Data base: 01 de outubro de 2026. Dólar considerado: R$ 5,18/USD (R$/USD).
[3] Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

Balanço Energético das Participações Minoritárias

As informações do balanço energético são apresentadas no nível consolidado das holdings CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, nas quais a Companhia possui participação minoritária.

Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias[1]

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030
Garantia Física dos ativos (a)	234	256	256	244	244
Compras (b)	55	5	4	4	4
Recurso (c) = (a)+(b)	**289**	**261**	**260**	**248**	**248**
Vendas no ACL (d)	278	256	256	244	244
Requisitos (e)	**278**	**256**	**256**	**244**	**244**
Balanço Energético (f) = (c) – (e)	**11**	**5**	**4**	**4**	**4**

Analisando o Balanço Energético do 3T26, observa-se uma variação de 16 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 "Balanço Energético das Participações Minoritárias", 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 EBITDA[1] de R$ 11,9 milhões no 3T26. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

Resultados do Período

R$ milhões	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Bruta	**3.748,3**	**4.014,7**	**-6,6%**	**10.729,0**	**10.755,5**	**-0,2%**
Deduções sobre a Receita Bruta	445,7	477,3	-6,6%	1.296,3	1.380,3	-6,1%
Receita Líquida	**3.302,6**	**3.537,4**	**-6,6%**	**9.432,7**	**9.375,2**	**0,6%**
Custo com Compra de Energia	(1.723,3)	(2.363,1)	-27,1%	(5.290,3)	(5.236,4)	1,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,6)	(180,6)	2,7%	(550,9)	(537,9)	2,4%
Margem Líquida	**1.393,8**	**993,6**	**40,3%**	**3.591,5**	**3.601,0**	**-0,3%**
Margem Líquida	*42,2%*	*28,1%*	*14,1 p.p.*	*38,1%*	*38,4%*	*-0,3 p.p.*
Custos e Despesas (PMSO)	**(316,8)**	**(335,7)**	**-5,6%**	**(944,9)**	**(929,1)**	**1,7%**
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(43,6)	6,3	n.a.	(502,3)	(113,0)	344,3%
EBITDA	**1.033,4**	**664,3**	**55,6%**	**2.144,3**	**2.558,8**	**-16,2%**
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(43,0)	(13,9)	209,0%	366,3	111,5	228,5%
Dividendos das Participações Minoritárias[2]	78,0	98,9	-21,1%	277,6	252,7	9,9%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	-	13,0	n.a.	(0,1)	29,5	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	117,2	7,3	n.a.	182,3	(16,4)	n.a.
Baixa de Imobilizado e Intangível (ORO)	-	3,1	n.a.	-	19,5	n.a.
Outros Ajustes	-	-	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	**1.185,6**	**772,7**	**53,4%**	**2.970,4**	**2.958,6**	**0,4%**
Margem EBITDA Ajustada	35,9%	21,8%	14,1 p.p.	31,5%	31,6%	-0,1 p.p.
Depreciação e Amortização	(463,3)	(465,6)	-0,5%	(1.395,6)	(1.445,5)	-3,5%
Equivalência Patrimonial	52,5	58,2	-9,7%	163,6	145,1	12,8%
Resultado Financeiro Líquido	(433,7)	(625,3)	-30,6%	(1.755,7)	(2.001,9)	-12,3%
LAIR	**188,9**	**(368,3)**	**n.a.**	**(843,4)**	**(743,4)**	**13,4%**
Impostos (IR/CSLL)	(38,5)	(35,4)	8,8%	13,1	(169,1)	n.a.
Resultado Líquido	**150,4**	**(403,7)**	**n.a.**	**(830,3)**	**(912,6)**	**-9,0%**

Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R$ 1.393,8 milhões no 3T26, aumento de 40,3% (R$ 400,2 milhões) na comparação com o 3T25 (R$ 993,6 milhões), devido ao reconhecimento, no montante de R$ 357,1 milhões, da compensação financeira pelos cortes de geração por Indisponibilidade Externa (REL) e Confiabilidade (CNF) no período compreendido entre setembro de 2023 e novembro de 2025, conforme detalhamento na seção Outras Informações Relevantes. Desconsiderando tal impacto, teríamos uma Margem Líquida de R$ 1.036,7 milhões, um aumento de 4,3% (R$ 43,1 milhões) em relação ao 3T25.

[1] Considerando a participação proporcional da Auren Operações na *joint-venture*.
[2] Dividendos das Participações Minoritárias incluem dividendos recebidos das participações em ativos hidrelétricos e da Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Operações e Unipar.

Os efeitos que influenciaram o resultado foram concentrados principalmente na Comercializadora, com destaque para o aumento da margem de comercialização (+R$ 113,3 milhões vs. 3T25).

No portfólio de Geração, os principais efeitos foram a redução de 13,5% no volume gerado pelas usinas eólicas em função do menor recurso (R$ 75,5 milhões) e os preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas neste trimestre (R$ 65,0 milhões), em linha com a redução do preço médio de venda entre 2025 e 2026 evidenciada no Balanço Energético, parcialmente compensados pela maior energia alocada em função do melhor GSF (R$ 42,1 milhões).

Na comparação com a Margem Líquida do 2T26 (R$ 1.079,4 milhões), tivemos uma redução de 4,0% (R$ 42,7 milhões) no 3T26, explicada principalmente pelo maior *curtailment* observado no terceiro trimestre em função da sazonalidade dos ativos eólicos (cortes de 365,9 MW médios no 3T26 vs. 166,2 MW médios no 2T26), compensado parcialmente pela queda dos preços e pelo forte resultado da Comercializadora.

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$ 316,8 milhões no 3T26, uma redução de R$ 18,9 milhões (-5,6%) quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (R$ 335,7 milhões) e em linha com o montante observado no 2T26 (R$ 316,5 milhões).

Custos e Despesas (PMSO Consolidado)

R$ milhões	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Pessoal (P)	127,3	118,8	7,1%	363,7	346,0	5,1%
Materiais e Serviços de Terceiros (MS)	144,6	157,2	-8,0%	429,0	441,4	-2,8%
Outros (O)	45,0	59,6	-24,6%	152,3	141,8	7,4%
PMSO	**316,8**	**335,7**	**-5,6%**	**944,9**	**929,1**	**1,7%**

A evolução entre períodos é explicada por:

a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R$ 127,3 milhões no 3T26, um aumento nominal de 7,1% quando comparado com o mesmo período de 2025 (R$ 118,8 milhões), explicado principalmente por maiores provisões para bonificações de curto prazo (R$ 5,6 milhões) e pela remensuração das estimativas de Incentivo de Longo Prazo (ILP) para a administração da Companhia (R$ 5,8 milhões). As despesas com Pessoal mantiveram-se estáveis na comparação com o 2T26 (R$ 125,3 milhões).

b) **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R$ 144,6 milhões no 3T26, redução de 8,0% em relação ao montante registrado no 3T25 (R$ 157,2 milhões), devido a iniciativas do programa Orçamento Base Zero (OBZ) e despesas não recorrentes associadas à integração da AES Brasil incorridas no 3T25 (R$ 10,6 milhões). Em comparação com o 2T26 (R$ 138,1 milhões), houve um aumento de R$ 6,4 milhões, reflexo de descasamento temporal entre períodos.

c) **Outros (O):** R$ 45,0 milhões no 3T26, uma redução de 24,6% se comparado ao 3T25 (R$ 59,6 milhões). A variação se deve principalmente a menor despesa com seguros em função da renegociação de apólices (R$ 5,1 milhões) e ao descasamento temporal entre trimestres (R$ 9,2 milhões). Na comparação com o 2T26 (R$ 53,1 milhões), houve novamente o efeito de descasamento temporal.

Outros Resultados Operacionais

A rubrica Outros Resultados Operacionais (ORO) totalizou uma despesa de R$ 43,6 milhões no 3T26 ante uma receita de R$ 6,3 milhões no 3T25. A variação é explicada principalmente pelo efeito negativo de provisão de litígios registrada no trimestre (R$ 109,8 milhões) decorrente da atualização periódica das estimativas de perda de processos classificados como prováveis, parcialmente compensado pelos efeitos positivos da (i) marcação a mercado dos contratos futuros de energia (R$ 29,1 milhões), e (ii) reversão parcial da provisão de *earn-out* associada ao ecossistema da Comercializadora (R$ 14,2 milhões).

EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões no 3T26. Desconsiderando o reconhecimento da compensação pelos cortes, a Companhia atingiu um EBITDA Ajustado de R$ 828,5 milhões no trimestre, um aumento de 7,2% ou R$ 55,9 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. O aumento é principalmente explicado pelo melhor resultado da Comercializadora. Em relação ao 2T26, houve uma redução de 3,5%, ou R$ 30,3 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 3T26 foram de R$ 78,0 milhões vs. R$ 98,9 milhões no 3T25, 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	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receitas Financeiras	175,6	237,3	-26,0%	609,0	719,2	-15,3%
Despesas Financeiras[1]	(609,3)	(862,6)	-29,4%	(2.364,7)	(2.721,1)	-13,1%
Resultado Financeiro Líquido	**(433,7)**	**(625,3)**	**-30,6%**	**(1.755,7)**	**(2.001,9)**	**-12,3%**

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R$ 433,7 milhões no 3T26 comparado a uma despesa de R$ 625,3 milhões no mesmo período de 2025.

a) **Receitas Financeiras**: R$ 175,6 milhões no 3T26 comparado a uma receita de R$ 237,3 milhões no 3T25, devido principalmente ao menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R$ 4,7 bilhões em setembro de 2026 vs. R$ 6,1 bilhões em setembro de 2025). Adicionalmente, observou-se um impacto positivo de R$ 13,7 milhões decorrente da correção monetária do reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado.

b) **Despesas Financeiras:** R$ 609,3 milhões no 3T26, comparada à despesa de R$ 862,6 milhões no 3T25. O decréscimo de R$ 253,2 milhões decorre, principalmente, da (i) redução da despesa com juros e atualização monetária em R$ 127,7 milhões em função da menor dívida bruta da Companhia, que passou de R$ 24,8 bilhões no 3T25 para R$ 23,3 bilhões no 3T26; e (ii) custos de captação associados à 2ª e 3ª Emissão de Debêntures da Auren Operações, no montante de R$ 103,2 milhões, reconhecidos diretamente no resultado financeiro do 3T25, uma vez que as debêntures foram classificadas como instrumentos financeiros mensurados ao valor justo.

Na comparação com o 2T26 (R$ 732,1 milhões), foi registrada uma variação de 40,8% (R$ 298,4 milhões) no resultado financeiro líquido, devido, principalmente, à redução da despesa de atualização monetária (R$ 290,3 milhões) em função da redução do IPCA observado nos períodos (-0,1% no 3T26 vs. 2,1% no 2T26).

Resultado Líquido

Resultado Líquido Consolidado

R$ milhões	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
EBITDA	**1.033,4**	**664,3**	**55,6%**	**2.144,3**	**2.558,8**	**-16,2%**
Depreciação e Amortização	(463,3)	(465,6)	-0,5%	(1.395,6)	(1.445,5)	-3,5%
Equivalência Patrimonial	52,5	58,2	-9,7%	163,6	145,1	12,8%
Resultado Financeiro Líquido	(433,7)	(625,3)	-30,6%	(1.755,7)	(2.001,9)	-12,3%
Impostos (IR/CSLL)	(38,5)	(35,4)	8,8%	13,1	(169,1)	n.a.
Resultado Líquido	**150,4**	**(403,7)**	**n.a.**	**(830,3)**	**(912,6)**	**-9,0%**

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou lucro de R$ 150,4 milhões no 3T26 ante um prejuízo de R$ 403,7 milhões no 3T25. As principais variações estão detalhadas abaixo.

a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R$ 1.033,4 milhões no 3T26 ante R$ 664,3 milhões no 3T25, um acréscimo de R$ 369,1 milhões, principalmente em função do reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado no montante de R$ 357,1 milhões, conforme detalhado anteriormente.

b) **Depreciação/Amortização:** despesa de R$ 463,3 milhões no 3T26, em linha com os montantes observados no 3T25 (R$ 465,6 milhões) e no 2T26 (R$ 465,4 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.

c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CSLL):** despesa de R$ 38,5 milhões no 3T26, gerada substancialmente pelo IR/CSLL 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.

d) **Equivalência Patrimonial:** receita de R$ 52,5 milhões no 3T26, R$ 5,7 milhões inferior ao montante observado no 3T25 (R$ 58,2 milhões).

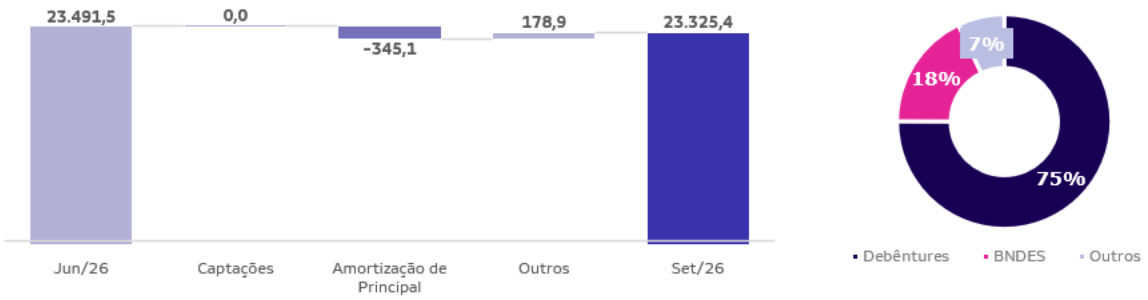
Endividamento

Em 30 de setembro de 2026, a dívida bruta consolidada da Auren totalizou R$ 23,3 bilhões, redução de R$ 1,5 bilhão, ou 6,1%, em relação a setembro de 2025. Na comparação com 30 de junho de 2026, a dívida bruta diminuiu R$ 166,1 milhões, ou 0,7%. No trimestre, foram realizadas amortizações extraordinárias da 1ª série da 9ª Emissão de Debêntures da Auren Operações (TIET19), no total de R$ 207 milhões (principal).

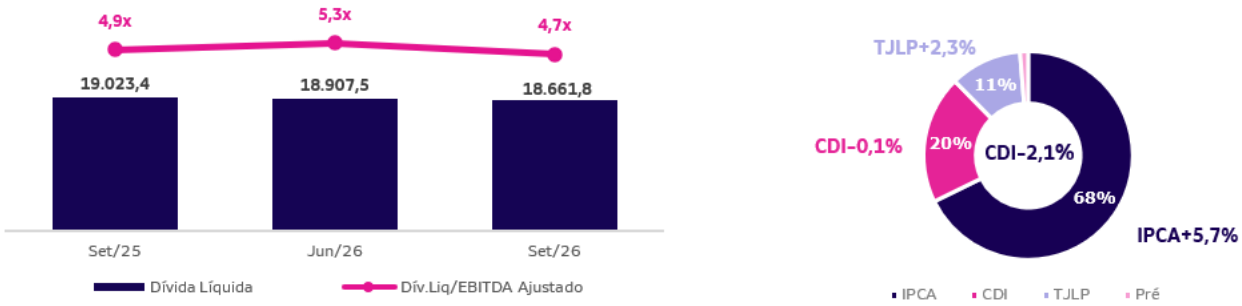
No encerramento do período, a alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, atingiu 4,7x, ante 5,3x em 30 de junho de 2026 e 4,9x em 30 de setembro de 2025. A redução de 0,6x em relação ao último trimestre refletiu tanto o aumento de R$ 412,9 milhões no EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses quanto a diminuição de R$ 245,6 milhões na dívida líquida.

Ao final do 3T26, a Companhia apresentava posição de liquidez de R$ 4,7 bilhões e prazo médio da dívida de 6,6 anos, com perfil de amortização equilibrado e sem concentrações relevantes de vencimentos. O custo médio da dívida bruta foi de CDI-2,1% ao ano.

Movimentação (R$ milhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma



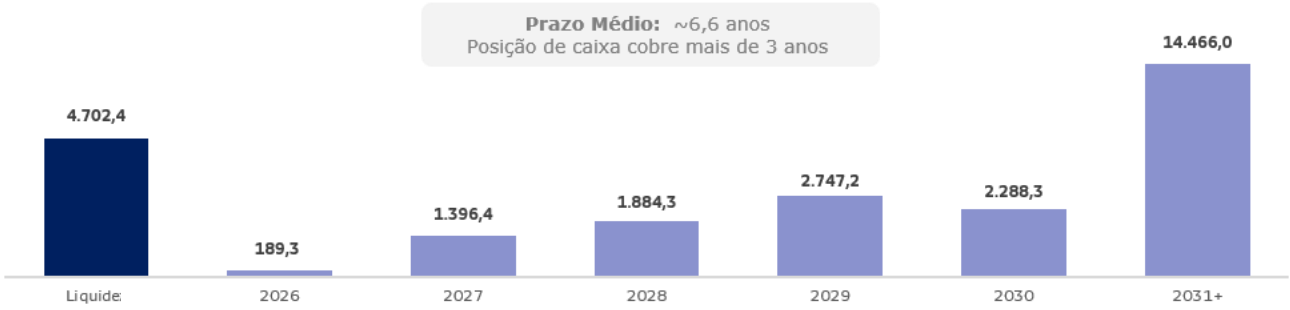
Dívida Líquida (R$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Adicionalmente, cerca de 68% 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 20% 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	set/26	set/25	Var.	jun/26	Var.
Dívida Bruta	**23.325,4**	**24.828,9**	**-6,1%**	**23.491,5**	**-0,7%**
Instrumentos Financeiros Derivativos[1]	(123,5)	90,7	n.a.	(6,9)	n.a.
Arrendamentos	162,4	166,0	-2,2%	162,7	-0,2%
Dívida Bruta Ajustada[2]	**23.364,2**	**25.085,6**	**-6,9%**	**23.647,3**	**-1,2%**
Liquidez[3]	4.702,4	6.062,2	-22,4%	4.739,9	-0,8%
Dívida Líquida	**18.661,8**	**19.023,4**	**-1,9%**	**18.907,5**	**-1,3%**
EBITDA Ajustado	3.980,1	3.848,4	3,4%	3.567,2	11,6%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	**4,7x**	**4,9x**	**-0,2x**	**5,3x**	**-0,6x**

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 final do 3T26, a Auren manteve seus *ratings* corporativos no mais alto nível da escala nacional (AAA) pela Fitch Ratings e pela Moody's. A Moody's manteve perspectiva estável, enquanto a Fitch permaneceu com perspectiva negativa, após a revisão realizada em julho de 2026. A manutenção dos ratings no nível máximo da escala nacional reforça a elevada qualidade de crédito da Companhia, sua capacidade de honrar seus compromissos financeiros e a solidez de seus fundamentos financeiros.

[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, liquidas 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	3T26	3T25	Var.
Dívida Bruta – Posição Inicial (2T)	**23.491,5**	**24.503,5**	**(1.012,0)**
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Inicial (2T)	(155,8)	(155,5)	(0,3)
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Inicial (2T)	4.739,9	5.910,8	(1.170,9)
Dívida Líquida – Posição Inicial (2T) (A)	**18.907,5**	**18.748,2**	**159,3**
EBITDA Ajustado	**1.185,6**	**772,7**	**412,9**
Provisão de Ressarcimento	228,4	171,9	56,5
Pagamento de Ressarcimento	-	(133,5)	133,5
Compensação do *Curtailment* Passado	(357,1)	-	(357,1)
Capital de Giro	(223,9)	(199,4)	(24,5)
Impostos (IR/CSLL) Pagos	(67,3)	(42,7)	(24,6)
Capex Sustaining	(78,0)	(77,2)	(0,8)
Rendimento sobre Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras	153,6	220,1	(66,5)
Juros Pagos de Dívidas e Derivativos	(480,5)	(499,1)	18,6
Provisão de Dividendos das Participações	(78,0)	(98,9)	20,9
Recebimento de Dividendos das Participações	110,9	89,1	21,8
Pagamento de Dividendos para Acionistas Minoritários[1]	(62,2)	(89,3)	27,1
Movimentação das Disponibilidades (B)	**331,5**	**113,6**	**217,9**
Juros Capitalizados de Dívidas e Derivativos	(68,4)	227,6	(296,0)
Amortização de Custo de Emissão	12,8	133,2	(120,4)
Ajuste a Valor Justo de Dívidas e Derivativos	116,2	(74,5)	190,7
Provisão de Arrendamento	(0,3)	6,9	(7,1)
Movimentação sem Efeito Caixa (C)	**60,3**	**293,2**	**(232,9)**
Movimentação da Dívida Líquida sem Expansão (D) = (C) – (B)	**(271,3)**	**179,5**	**(450,8)**
Capex de Expansão (E)	(25,6)	(95,8)	70,2
Movimentação da Dívida Líquida com Expansão (F) = (D) – (E)	**(245,6)**	**275,3**	**(521,0)**
Dívida Líquida – Posição Final (3T) (G) = (A) + (F)	**18.661,8**	**19.023,4**	**(361,6)**
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Final (3T)	(38,8)	(256,8)	218,0
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Final (3T)	4.702,4	6.062,3	(1.359,9)
Dívida Bruta – Posição Final (3T)	**23.325,4**	**24.828,9**	**(1.503,5)**

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

a) **Ressarcimento:** provisionamento de R$ 228,4 milhões no 3T26 vs. R$ 171,9 milhões no 3T25, 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*.

Reconhecimento, no 3T26, de um montante líquido de R$ 357,1 milhões, como Compensação do *Curtailment* Passado, sendo R$ 190,5 milhões referentes à parcela dos contratos ACR e R$ 166,6 milhões referentes à parcela dos contratos ACL das fontes eólica e solar.

b) **Capex *Sustaining:*** despesa de Capex de R$ 78,0 milhões no 3T26 relacionada à manutenção dos ativos hidrelétricos, eólicos e solares da Companhia.

c) **Rendimento sobre Caixa, Fundo de Liquidez e Aplicações Financeiras:** redução de R$ 66,5 milhões nos rendimentos financeiros, em função da redução da Liquidez (R$ 4,7 bilhões em junho de 2026 vs. R$ 5,9 bilhões em junho de 2025).

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

d) **Dividendos:** (i) provisão referente aos dividendos declarados das participações minoritárias em UHEs no trimestre (R$ 78,0 milhões no 3T26 vs. R$ 98,9 milhões no 3T25) e aumento de R$ 21,8 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$ 62,2 milhões).

e) **Capital de Giro:** o capital de giro no 3T26 (R$ 223,9 milhões) foi influenciado, principalmente, por diferenças temporais entre o reconhecimento contábil de receitas e despesas e seus respectivos efeitos caixa.

f) **Juros Pagos:** R$ 480,5 milhões no 3T26 em linha com o montante pago no mesmo período do ano anterior (R$ 499,1 milhões), devido principalmente à estratégia de *liability management* cuja implantação foi finalizada ao longo do 3T25.

g) **Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 3T26, de R$ 25,6 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Até 30 de setembro de 2026, já foram investidos R$ 632,3 milhões em Cajuína 3, cerca de 85% do Capex projetado.

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 – 3T26

R$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
Receita Bruta	**1.989,6**	**2.353,2**	**6,6**	**(601,0)**	**3.748,3**
Deduções sobre a Receita Bruta	(193,9)	(267,3)	(0,6)	16,1	(445,7)
Receita Líquida	**1.795,7**	**2.085,8**	**6,0**	**(584,9)**	**3.302,6**
Custo com Compra de Energia	(348,9)	(1.959,0)	(0,3)	584,9	(1.723,3)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(186,1)	-	0,5	-	(185,6)
Margem Líquida	**1.260,8**	**126,9**	**6,1**	**-**	**1.393,8**
Margem Líquida	*70,2%*	*6,1%*	-	-	*42,2%*
Custos e Despesas (PMSO)	**(260,5)**	**(39,3)**	**(17,1)**	**-**	**(316,8)**
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(105,1)	(11,8)	(0,9)	74,3	(43,6)
EBITDA	**895,2**	**75,8**	**(11,9)**	**74,3**	**1.033,4**
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	31,3	-	(74,3)	(43,0)
Dividendos das Participações Minoritárias	78,0	-	-	-	78,0
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	115,1	0,5	1,6	-	117,2
EBITDA Ajustado	**1.088,3**	**107,7**	**(10,3)**	**-**	**1.185,6**
Margem EBITDA Ajustada	*60,6%*	*5,2%*	-	-	35,9%
Depreciação e Amortização	(441,6)	(4,5)	(17,2)	-	(463,3)
Equivalência Patrimonial	52,4	0,1	-	(0,0)	52,5
Resultado Financeiro Líquido	(343,9)	11,6	(101,3)	-	(433,7)
LAIR	**162,0**	**83,0**	**(130,4)**	**74,3**	**188,9**
Impostos (IR/CSLL)	(3,0)	(26,0)	15,7	(25,2)	(38,5)
Resultado Líquido	**159,0**	**57,0**	**(114,6)**	**49,0**	**150,4**

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 3T26 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 à Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.*

Resultados do Período

R$ milhões	3T26	3T25 proforma	Var.	9M26	9M25 proforma	Var.
Receita Bruta	**1.989,6**	**1.798,9**	**10,6%**	**5.845,0**	**5.413,3**	**8,0%**
Deduções sobre a Receita Bruta	(193,9)	(162,8)	19,1%	(580,4)	(559,5)	3,7%
Receita Líquida	**1.795,7**	**1.636,1**	**9,8%**	**5.264,6**	**4.853,8**	**8,5%**
Custo com Compra de Energia	(348,9)	(475,3)	-26,6%	(1.280,7)	(999,0)	28,2%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(186,1)	(178,1)	4,5%	(550,4)	(534,8)	2,9%
Margem Líquida	**1.260,8**	**982,6**	**28,3%**	**3.433,5**	**3.320,0**	**3,4%**
Margem Líquida	*70,2%*	*60,1%*	*10,1 p.p.*	*65,2%*	*68,4%*	*-3,2 p.p.*
PMSO	**(260,5)**	**(274,5)**	**-5,1%**	**(769,8)**	**(760,3)**	**1,3%**
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(105,1)	(6,8)	n.a.	(153,3)	(2,3)	n.a.
EBITDA	**895,2**	**701,3**	**27,6%**	**2.510,4**	**2.557,5**	**-1,8%**
Dividendos das Participações Minoritárias	78,0	98,9	-21,1%	277,6	252,7	9,9%
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	-	7,2	n.a.	-	15,6	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	115,1	7,1	n.a.	179,8	(18,2)	n.a.
Baixa de imobilizado	-	3,1	-100,0%	-	13,2	n.a.
EBITDA Ajustado	**1.088,3**	**817,7**	**33,1%**	**2.967,7**	**2.820,8**	**5,2%**
Hidrelétrica	380,8	399,3	-4,6%	1.448,5	1.437,9	0,7%
Eólica	615,2	367,1	67,6%	1.310,1	1.194,4	9,7%
Solar	92,2	51,2	80,0%	209,2	188,4	11,0%
Margem EBITDA Ajustada	*60,6%*	*50,0%*	*10,6 p.p.*	*56,4%*	*58,1%*	*-1,7 p.p.*

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R$ 1.088,3 milhões no 3T26, R$ 270,6 milhões (33,1%) superior se comparado ao 3T25. A variação no período reflete principalmente:

a) Margem Líquida: R$ 1.260,8 milhões no 3T26, um aumento de 28,3% em relação ao mesmo período do ano anterior (R$ 982,6 milhões), equivalente a R$ 278,2 milhões, devido principalmente aos seguintes impactos nas fontes hidrelétrica, eólica e solar:

- **Fonte Hidrelétrica:** redução da margem em R$ 2,0 milhões, explicada principalmente pelos preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas entre períodos (R$ 65,0 milhões) e ao aumento dos Encargos Setoriais (R$ 8,2 milhões) devido à atualização monetária, compensados parcialmente pela maior energia alocada em função do melhor GSF (R$ 42,1 milhões) e maiores ganhos de modulação (R$ 19,2 milhões).

  Conforme destacado no Release 2T26, 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:** excluindo-se o impacto positivo de R$ 322,8 milhões associado ao reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado, teríamos uma variação negativa de 17,7% na margem (R$ 87,8 milhões), devido principalmente à redução de 13,5% na geração eólica em função do menor recurso (R$ 75,5 milhões) e ao menor ganho com modulação (R$ 11,6 milhões), parcialmente compensados pela diminuição do custo financeiro do *curtailment* (R$ 25,8 milhões) e pelo reajuste de preços dos contratos nos mercados livre e regulado (R$ 18,0 milhões).

- **Fonte Solar:** excluindo-se o impacto positivo de R$ 34,3 milhões associado ao reconhecimento da Compensação do *Curtailment* Passado, teríamos uma variação positiva de 17,6% na margem (R$ 10,9 milhões), devido principalmente aos preços mais altos dos contratos ACL das solares (R$ 21,9 milhões), parcialmente compensados pelo menor recurso (R$ 12,4 milhões).

b) **PMSO:** R$ 260,5 milhões no 3T26, redução nominal de 5,1% em relação ao 3T25, principalmente em decorrência de menor despesa com seguros em função da renegociação de apólices (R$ 5,1 milhões) e iniciativas do programa de Orçamento Base Zero (OBZ), resultando em ganhos de eficiência e melhoria de processos.

c) **ORO:** despesa de R$ 105,1 milhões no 3T26 comparada à despesa de R$ 6,8 milhões no 3T25, em função de complemento de provisões judiciais no montante de R$ 109,8 milhões, decorrente da atualização periódica das estimativas de perda de processos classificados como prováveis.

d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R$ 78,0 milhões no 3T26, R$ 20,9 milhões inferior ao mesmo período do ano anterior, devido a descasamento temporal no 3T25. Considerando os nove primeiros meses do ano, os dividendos declarados totalizaram R$ 277,6 milhões vs. R$ 252,7 milhões[1] no mesmo período de 2025, um aumento de 9,9%.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

Resultados do Período

R$ milhões	3T26	3T25 proforma	Var.	9M26	9M25 proforma	Var.
Receita Bruta	**2.353,2**	**2.970,8**	**-20,8%**	**6.889,6**	**7.189,7**	**-4,2%**
Deduções sobre a Receita Bruta	267,3	324,5	-17,6%	779,2	861,4	-9,5%
Receita Líquida	**2.085,8**	**2.646,3**	**-21,2%**	**6.110,4**	**6.328,3**	**-3,4%**
Custo com Compra de Energia	(1.959,0)	(2.632,8)	-25,6%	(5.957,6)	(6.044,3)	-1,4%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	-	(0,0)	n.a.	(0,2)	(0,5)	-50,1%
Margem Líquida	**126,9**	**13,6**	**n.a.**	**152,6**	**283,5**	**-46,2%**
Margem Líquida	*6,1%*	*0,5%*	*5,6 p.p.*	*2,5%*	*4,5%*	*-2,0 p.p.*
PMSO	**(39,3)**	**(36,3)**	**8,5%**	**(105,8)**	**(100,3)**	**5,4%**
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(11,8)	103,3	n.a.	193,3	147,4	31,2%
EBITDA	**75,8**	**80,6**	**-5,9%**	**240,1**	**330,6**	**-27,4%**
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	31,3	(104,5)	n.a.	(174,0)	(142,9)	21,8%
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	0,5	0,0	n.a.	0,6	0,1	n.a.
Outros Ajustes	-	-	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	**107,7**	**(23,9)**	**n.a.**	**66,7**	**190,8**	**-65,1%**
Margem EBITDA Ajustada	*5,2%*	*-0,9%*	*6,1 p.p.*	*1,1%*	*3,0%*	*-1,9 p.p.*

O **EBITDA Ajustado** totalizou R$ 107,7 milhões no 3T26 ante um EBITDA Ajustado negativo de R$ 23,9 milhões registrado no 3T25. A variação em relação ao 3T25 é explicada principalmente:

a) **Margem Líquida:** aumento de R$ 113,3 milhões na comparação com o 3T25, explicado principalmente pela maior margem de comercialização em função da posição *short* no 3T26, beneficiando-se da queda do PLD (R$ 129,8/MWh no 3T26 vs. R$ 252,4/MWh no 3T25 para submercado SE/CO).

Na comparação com o 2T26 (R$ 18,0 milhões), houve um aumento de cerca de R$ 108,9 milhões, explicado principalmente pela estratégia de comercialização adotada para o ano de 2026, com o fechamento progressivo da posição *short*, com forte concentração no terceiro trimestre, aliado ao comportamento de queda dos preços de energia ao longo do ano.

b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R$ 39,3 milhões no 3T26, ante R$ 36,3 milhões no 3T25. As variações refletem majoritariamente o aumento das despesas no ecossistema da Comercializadora (R$ 2,7 milhões). Em relação ao 2T26 (R$ 32,1 milhões), houve um aumento de R$ 7,2 milhões em função de descasamento temporal.

c) **ORO:** despesa de R$ 11,8 milhões, resultado majoritariamente da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, que totalizou -R$ 31,3 milhões no trimestre, compensada parcialmente pela reversão de passivo referente ao *earn-out* associado ao ecossistema (R$ 14,2 milhões) e pelo recebimento de R$ 6,5 milhões oriundos da recuperação judicial de comercializadora independente.

[1] O montante de R$ 252,7 milhões no 9M25 inclui dividendos declarados pelas participações hidrelétricas e pela Tucano Holding III.

Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias

Nesta seção apresentamos uma DRE Gerencial com a consolidação do desempenho financeiro dos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participação minoritária. Tal apresentação é gerencial, não auditada e tem por objetivo auxiliar o mercado a entender o resultado de tais ativos, cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da 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.

DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias[1]

DRE Gerencial Participações (R$ milhões na participação econômica Auren)	**3T26**	**3T25**	**Var.**	**9M26**	**9M25**	**Var.**
Volume Energia Vendida (MW médios)	269	252	6,7%	272	268	1,6%
Margem Líquida (R$/MWh)	199	215	-7,5%	223	197	13,4%
Margem Líquida	**118,1**	**119,1**	**-0,8%**	**398,5**	**347,8**	**14,6%**
PMSO	(6,4)	(5,6)	13,6%	(17,9)	(17,1)	4,9%
EBITDA Ajustado[2]	**111,8**	**113,5**	**-1,5%**	**380,6**	**330,7**	**15,1%**
Depreciação & Amortização	(10,0)	(9,4)	6,3%	(30,0)	(28,2)	**6,3%**
Outros Resultados (Incluindo MTM)	(11,0)	7,2	-253,3%	-9,9	11,4	-187,0%
EBIT	**90,7**	**111,3**	**-18,5%**	**340,7**	**313,9**	**8,5%**
Resultado Financeiro	26,4	8,0	230,1%	29,8	14,5	105,7%
LAIR	**117,1**	**119,3**	**-1,8%**	**370,5**	**328,4**	**12,8%**
IR/CSLL	(35,1)	(29,4)	19,3%	(100,1)	(81,4)	23,0%
Lucro Líquido[3]	**82,1**	**89,9**	**-8,7%**	**270,4**	**247,0**	**9,5%**
Dividendos Declarados	**78,0**	**98,9**	**-21,1%**	**277,6**	**233,3**	**19,0%**

Principais destaques do 3T26:

a) **Margem Líquida:** R$ 118,1 milhões no 3T26, em linha com o observado no mesmo período do ano anterior (R$ 119,1 milhões).

b) **PMSO:** observou-se um aumento das despesas operacionais no 3T26, que totalizaram R$ 6,4 milhões, em relação aos R$ 5,6 milhões registrados no 3T25, devido ao descasamento temporal relacionado à despesa com seguros (R$ 0,5 milhão).

c) **EBITDA Ajustado:** R$ 111,8 milhões no 3T26, em linha com o desempenho do 3T25 (R$ 113,5 milhões).

d) **Outros Resultados:** a variação negativa de R$ 18,2 milhões entre os períodos comparados é explicada, principalmente, pelos efeitos de marcação a mercado (MtM) dos contratos de energia da Pollarix. Enquanto em 2025 a curva de preços de energia apresentava tendência de alta, em 2026 houve redução das expectativas de preços futuros, resultando na reprecificação negativa dessas posições e, consequentemente, em um impacto desfavorável no resultado.

e) **Resultado Financeiro** apresentou resultado positivo de R$ 26,4 milhões no 3T26, ante R$ 8,0 milhões no 3T25, refletindo principalmente os efeitos do pagamento antecipado do contrato de Uso do Bem Público (UBP) em Baesa e Enercan. O reconhecimento do desconto financeiro associado à liquidação antecipada impactou positivamente o resultado do período, sendo parcialmente compensado pela atualização monetária da UBP.

f) **Dividendos Declarados:** R$ 78,0 milhões no 3T26, inferior ao mesmo período do ano anterior, devido a descasamento temporal no 3T25. Considerando os nove primeiros meses do ano, os dividendos declarados totalizaram R$ 277,6 milhões vs. R$ 233,3 milhões no mesmo período de 2025, um aumento de 19,0%.

[1] Esta seção inclui apenas as informações referentes às participações minoritárias nos ativos hidrelétricos da Companhia. Não inclui os dividendos recebidos no ativo Tucano Holding III, joint-venture entre Auren Operações e Unipar.
[2] EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.
[3] O Lucro Líquido apresentado pode ser identificado na Nota Explicativa 10 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*

Conforme mencionado no Release 2T26, foi publicada, em 21 de julho de 2026, a Portaria nº 140/2026 que estabeleceu as diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes de cortes de geração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas aplicáveis. A compensação compreende os cortes por confiabilidade e por indisponibilidade externa para usinas eólicas e solares fotovoltaicas no SIN no período entre setembro de 2023 e novembro de 2025.

Para a Auren, estes cortes correspondem a 60% dos cortes no período contemplado pela Lei nº 15.269/2025, com impacto líquido positivo de R$ 357,1 milhões na Margem Líquida e R$ 13,7 milhões na receita financeira, considerando compensação integral.

No 3T26, o Conselho de Administração aprovou a intenção da Companhia em aderir às condições previstas na Portaria, incluindo a eventual celebração do Termo de Compromisso. Dessa forma, os valores passarão por um período de contestação dos agentes ao longo de diversas etapas até o primeiro trimestre de 2027. Findo este prazo, serão estabelecidos os montantes a serem ressarcidos. Após a divulgação destes valores, os agentes poderão optar pela assinatura definitiva do Termo de Compromisso, em data a ser definida pelo MME.

Segundo os prazos estabelecidos pela publicação, a estimativa é de que as assinaturas do documento sejam realizadas no segundo trimestre de 2027 e que as compensações financeiras referentes aos ressarcimentos sejam efetivamente iniciadas após a assinatura.

A Companhia aguarda a regulamentação, pela ANEEL, dos termos da compensação dos cortes por confiabilidade e por indisponibilidade externa a partir de novembro de 2025, conforme estabelecido na Lei nº 15.269/2025.

Reconhecimento Contábil no 3T26

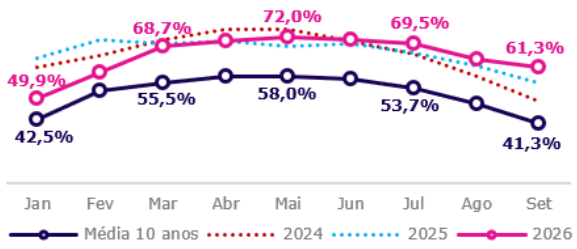
Reconhecimento, no 3T26, de um montante líquido de R$ 357,1 milhões, como Compensação do *Curtailment* Passado, sendo R$ 190,5 milhões referentes à parcela dos contratos Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e R$ 166,6 milhões referentes à parcela dos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das fontes eólica e solar, além de R$ 13,7 milhões na receita financeira.

Nos ativos com contratos ACR, o reconhecimento se deu como receita operacional líquida, com contrapartida no Passivo de Ressarcimento Não Circulante. Já nos ativos com contrato ACL, o reconhecimento se deu como redução de custo, com contrapartida em Outros Ativos Não Circulante.

Visão Geral do Trimestre

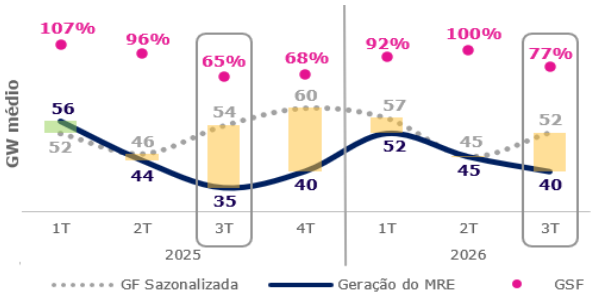
Auren registra **EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões** no 3T26, com destaque para o **reconhecimento de R$ 357,1 milhões** em compensação financeira pelo *curtailment* passado e para a **estratégia bem-sucedida da Comercializadora**, que gerou ganhos expressivos no trimestre

Nível dos Reservatórios do SIN
(% Energia Armazenada Máxima)



Dada a **melhora expressiva da condição hidrológica** dos subsistemas S e SE/CO, o ritmo de deplecionamento dos reservatórios foi mais lento no 3T26 em comparação aos anos anteriores, encerrando em 61,3% (+6 p.p. vs. 3T25).

Energia Alocada no MRE
(GW médios)



O **GSF atingiu 77%** no 3T26 (+12 p.p. vs. 3T25), refletindo a combinação de **maior geração hidrelétrica** (9 p.p.) e **menor alocação de garantia física** pelos participantes do MRE (3 p.p.).

Curtailment Eólico e Solar e Modulação

***Curtailment* 3T26**	**Eólica**	**Solar**
***Curtailment* SIN ex-REL**(%)	22,3%	29,9%
***Curtailment* Auren** (%)	22,2%	31,9%
Geração Efetiva Auren (% do P50)	69,1%	63,2%
***Curtailment* Auren por Fonte** (R$ milhões)	147,4	26,1
***Curtailment* Auren Consolidado** (R$ milhões)	173,5	
(-) Ganhos com Modulação (R$ milhões)	58,8	
(=) *Curtailment* Líquido de Modulação (R$ milhões)	114,7	

Destaques Financeiros

EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões. Excluindo o *Curtailment* Passado, o EBITDA Ajustado do trimestre totalizou R$ 828,5 milhões (+7,2% vs. 3T25), influenciado por:

- **Geração eólica** 13,5% inferior vs. 3T25, em função do menor recurso e do maior volume de energia cortada.
- **Redução do custo financeiro do curtailment,** principalmente para a fonte eólica, em função do menor patamar de preços e do aumento dos cortes por razão energética em períodos de preços mais baixos.
- **Forte resultado da Comercializadora**, reflexo da concentração do *short* no 3T26, beneficiando-se da queda dos preços no período.

Redução da alavancagem (4,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) em função da **redução da dívida líquida** e do maior EBITDA dos últimos 12 meses.

Balanço Energético Consolidado

