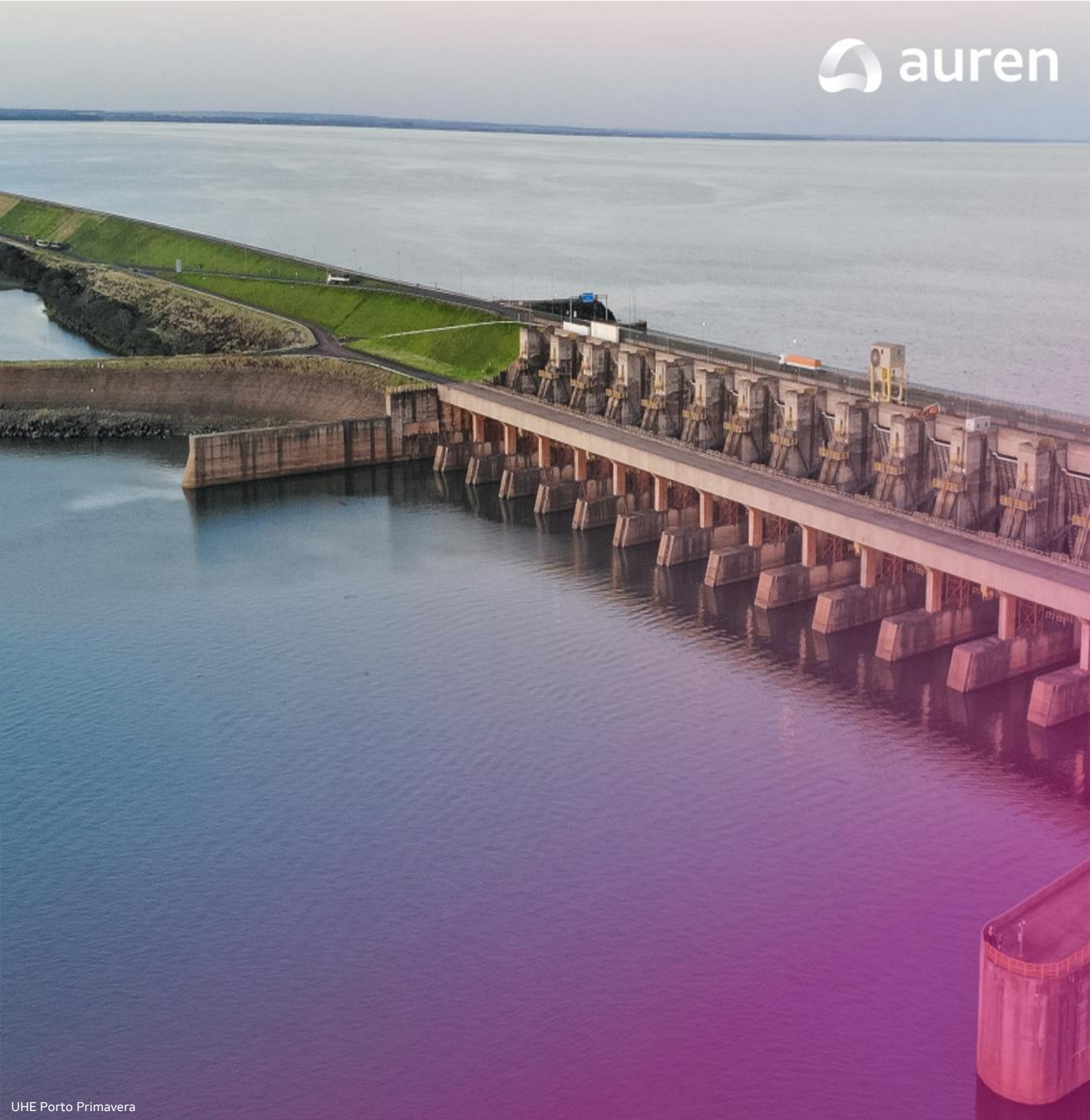


UHE Porto Primavera

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%**

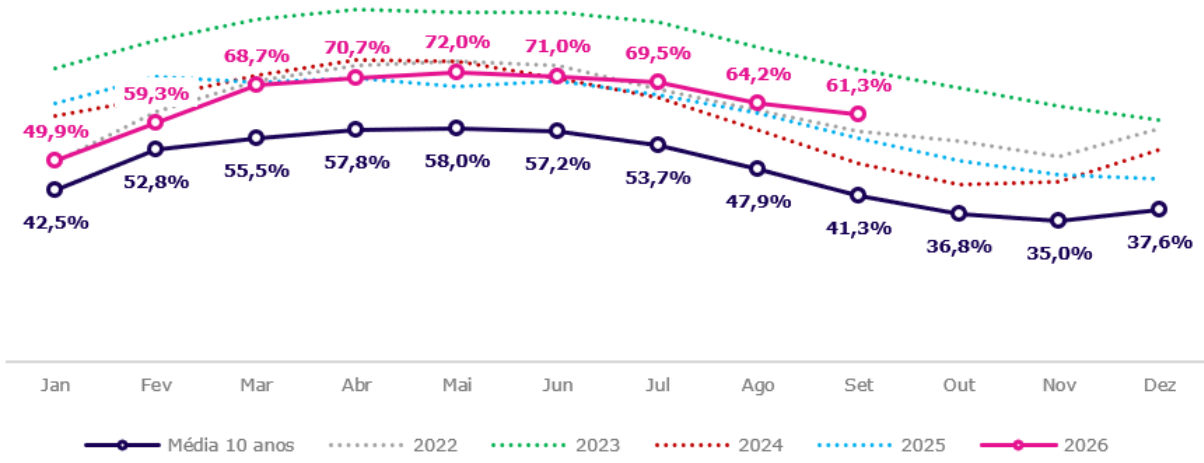
Fonte: ONS

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)

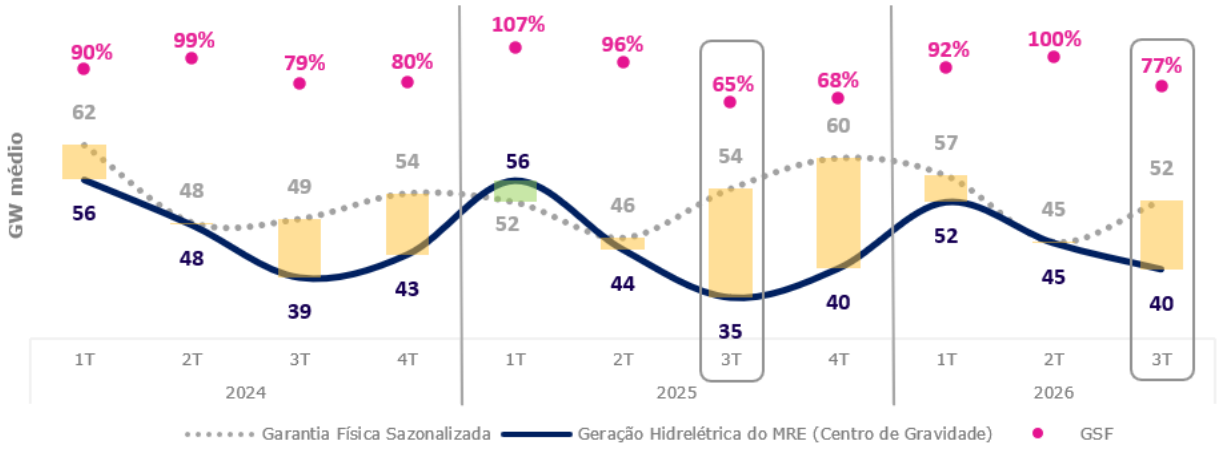


Fonte: ONS

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)

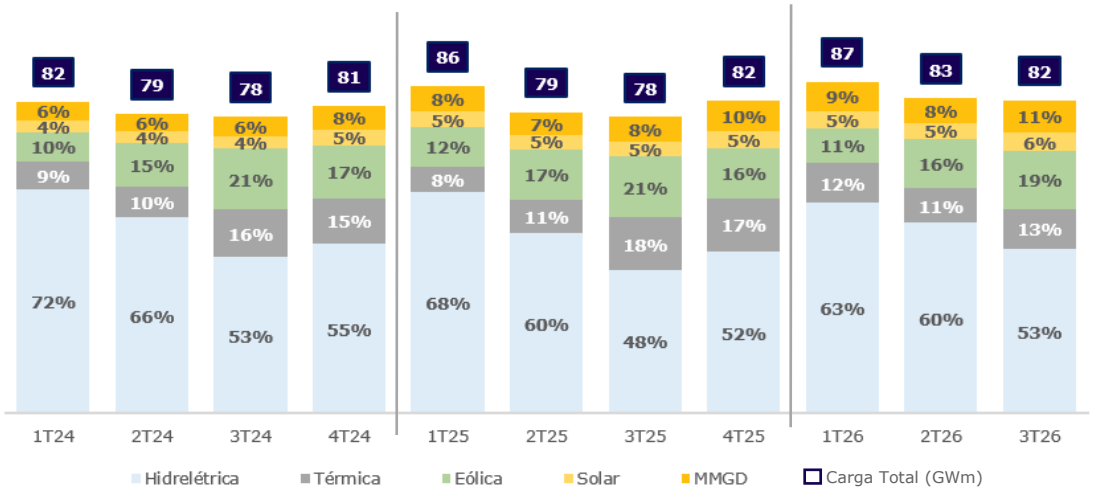


Fonte: CCEE

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)

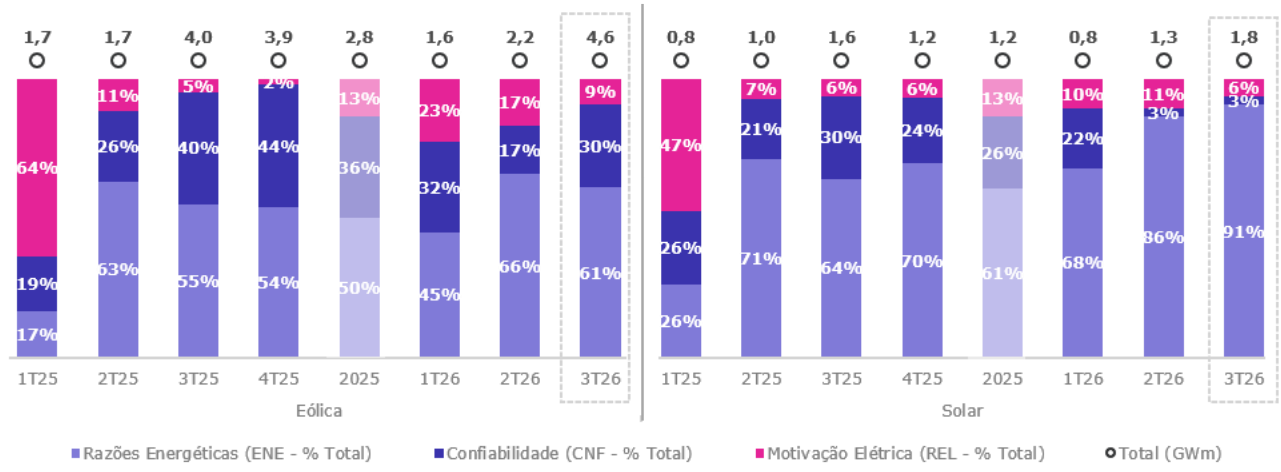
	PLD por Submercado (R$/MWh)						Volatilidade *Intraday* (%)					
	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
SE/CO	129,8	252,4	-48,6%	214,2	210,7	1,6%	63%	39%	24 p.p.	49%	32%	17 p.p.
Sul	129,1	253,0	-49,0%	238,5	214,1	11,4%	63%	38%	25 p.p.	42%	31%	11 p.p.
Nordeste	128,5	240,0	-46,4%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

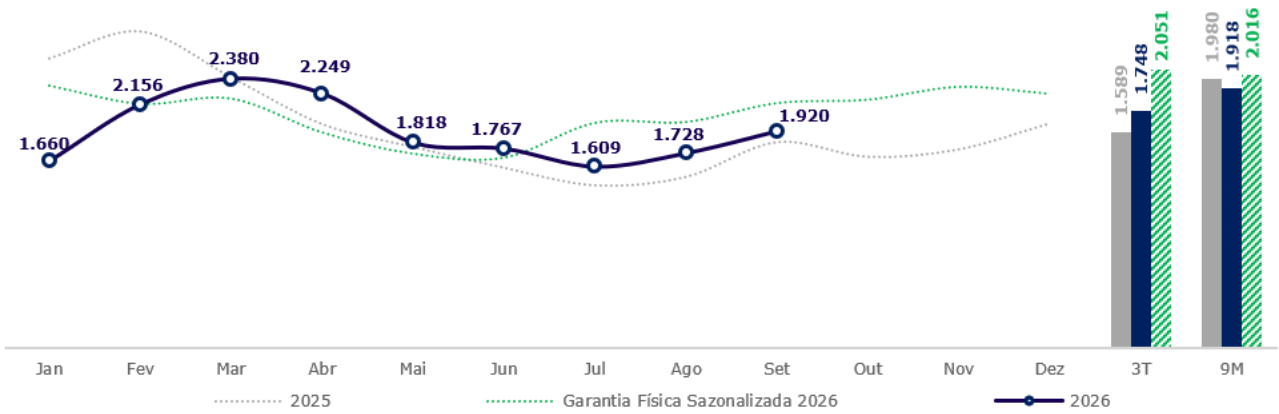
A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,7 GW médios no terceiro trimestre de 2026, representando um aumento de 10,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar do avanço, a produção de energia ficou 15,7% abaixo da garantia física[5] no trimestre, refletindo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

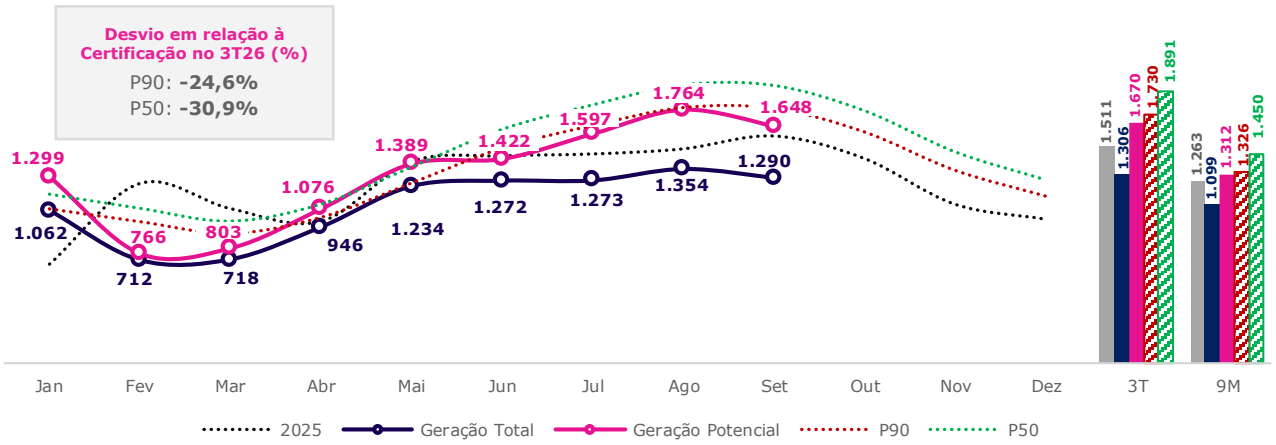
Adicionalmente, estão em execução duas grandes modernizações, uma na UHE Promissão e outra na UHE Barra Bonita, com conclusões previstas para março e abril de 2027, respectivamente. A conclusão dessas iniciativas deverá contribuir para a recuperação gradual dos indicadores de disponibilidade das usinas 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.

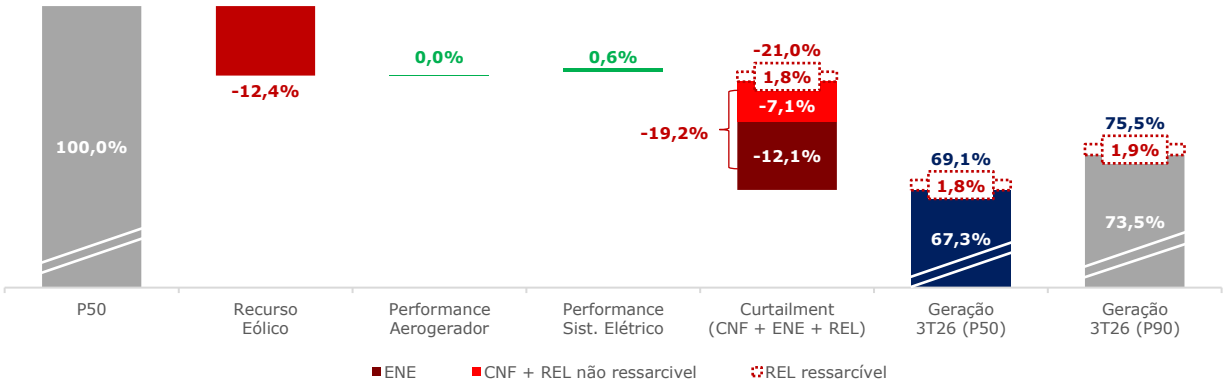
Operation and Service Agreement – OSA, sendo 63% sob gestão dos fabricantes e 20% por prestadores independentes especializados (*Independent Service Provider* – ISP*).*

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%**

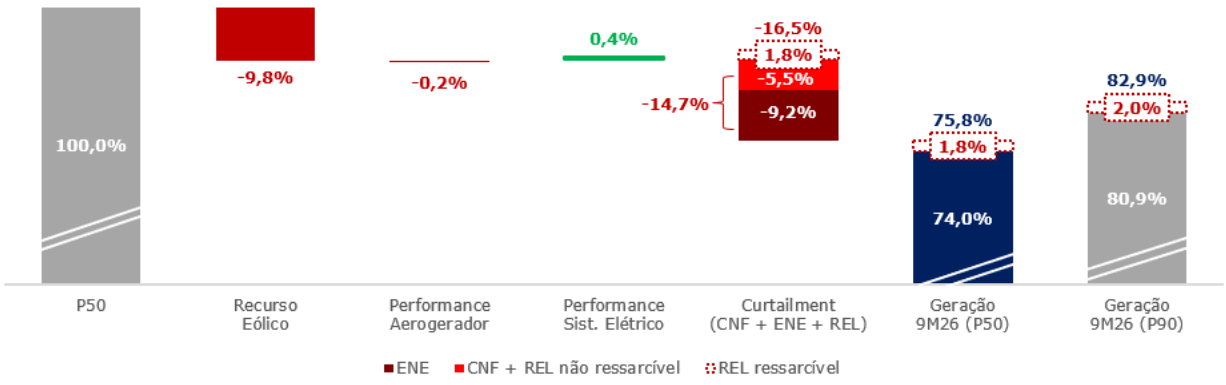
Como mencionado anteriormente, o desempenho do 3T26 foi impactado principalmente pelo *curtailment* observado no trimestre, que reduziu a geração esperada em 21,0 p.p., dos quais 19,2 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 1,8 p.p. aos cortes classificados como REL ressarcível. A diferença remanescente 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.

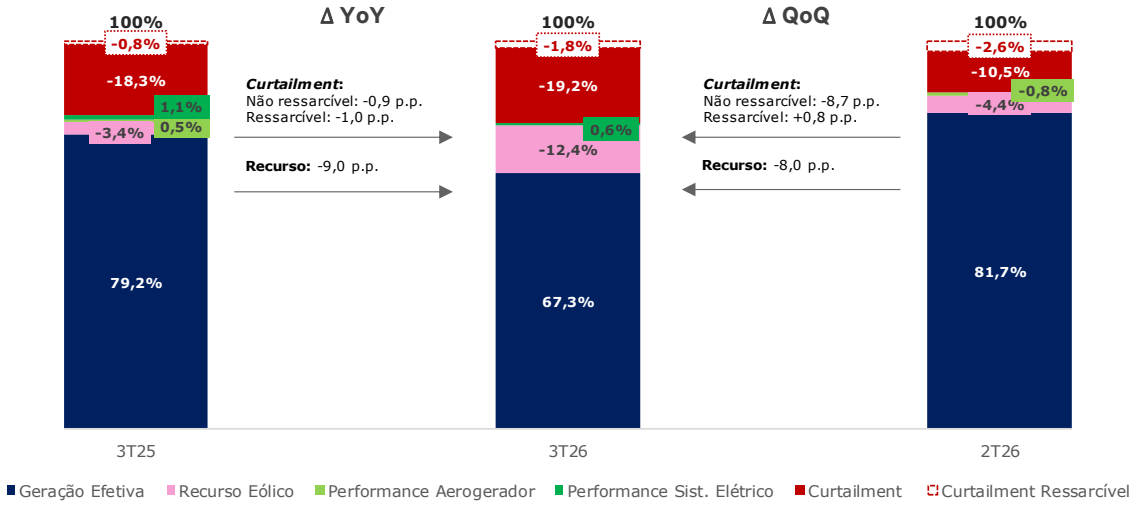
Portfólio Eólico – Desempenho da Geração Consolidada no 9M26 (P50 em base 100)



[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)

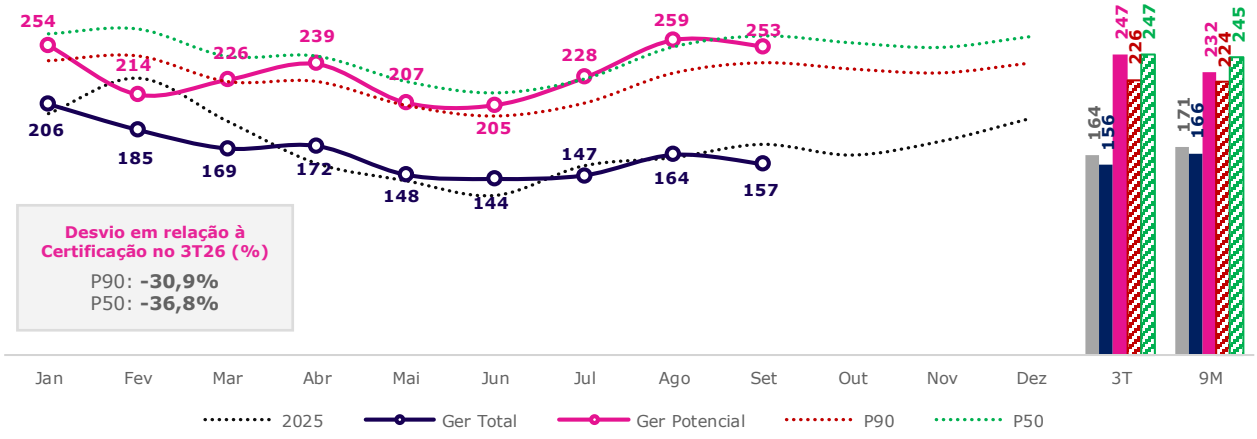


Solar

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**

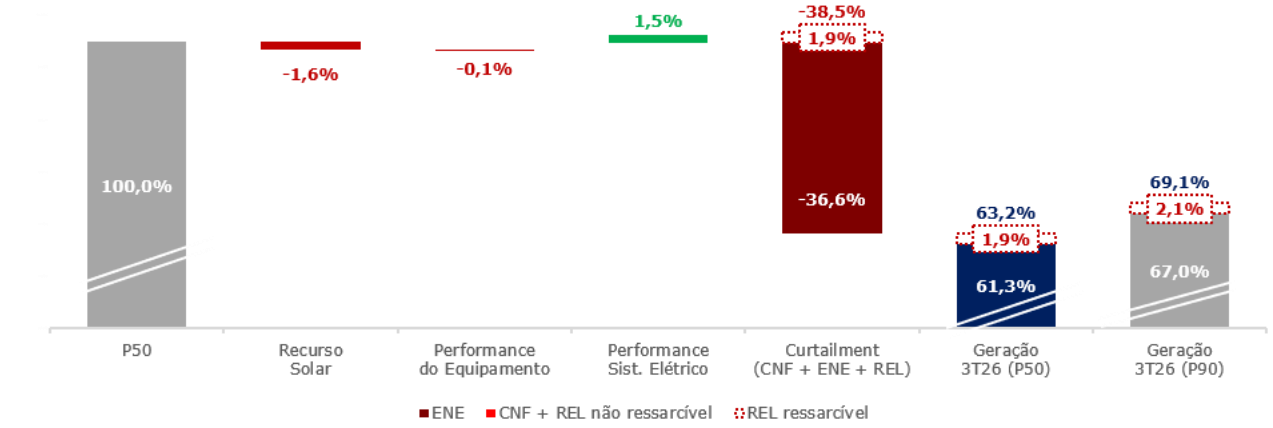
[1] Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
[2] Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

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%**

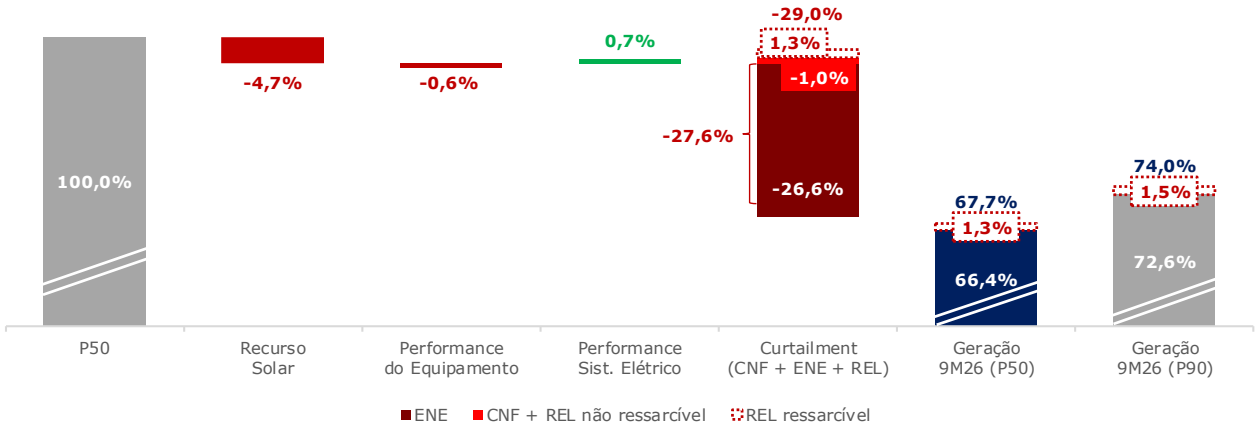
Conforme apresentado no gráfico a seguir, a geração total[1] do portfólio solar atingiu 63,2% do P50 e 69,1% do P90 no 3T26. O principal impacto na performance dos ativos solares no terceiro trimestre está relacionado ao *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 38,5 p.p., dos quais 36,6 p.p.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

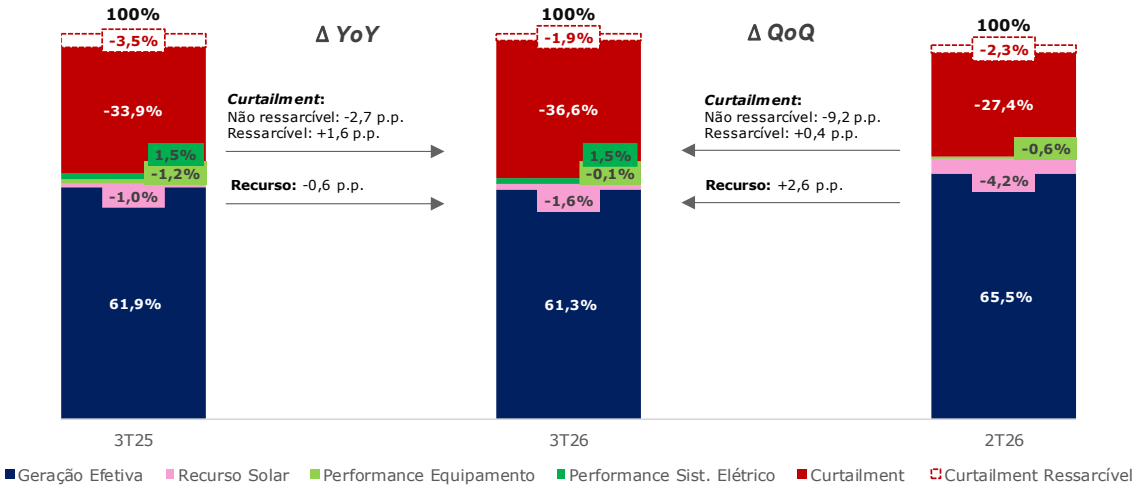
Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 9M26 (P50 em base 100)[1]



[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*

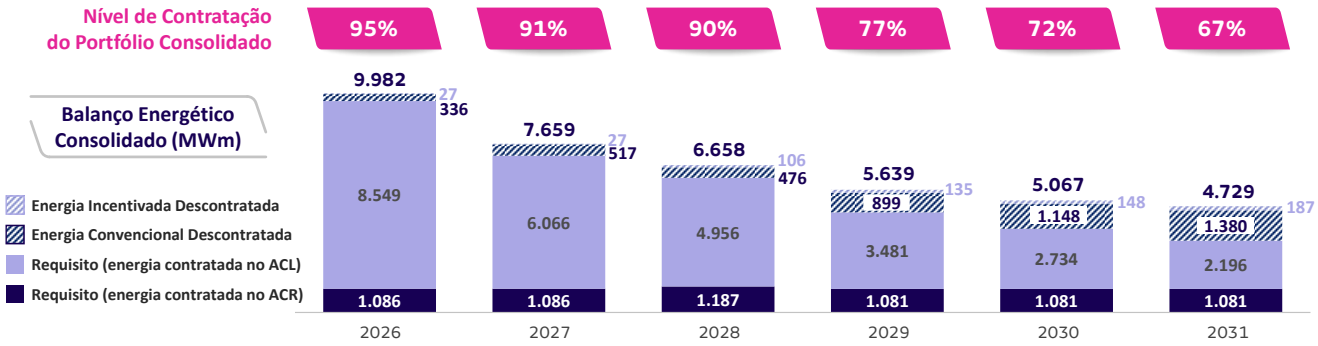
Apesar do aumento do volume de energia cortada, houve redução do impacto financeiro do *curtailment* em função dos menores preços de energia nos horários de maior concentração dos cortes. Tomando-se como exemplo a fonte eólica, a Companhia observou um *curtailment* de 22,2% no 3T26 vs. 18,3% (+3,9 p.p.) 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).

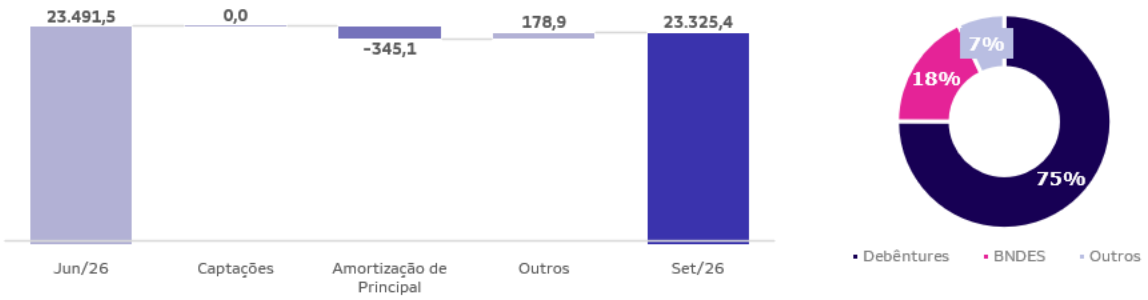
Endividamento

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).

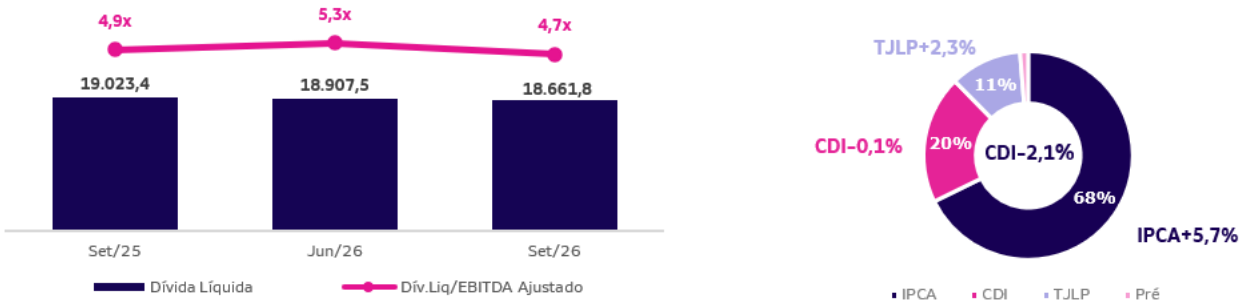
No encerramento do período, a alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, atingiu 4,7x, ante 5,3x em 30 de junho de 2026 e 4,9x em 30 de setembro de 2025. A redução de 0,6x em relação ao último trimestre refletiu tanto o aumento de R$ 412,9 milhões no EBITDA Ajustado dos últimos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



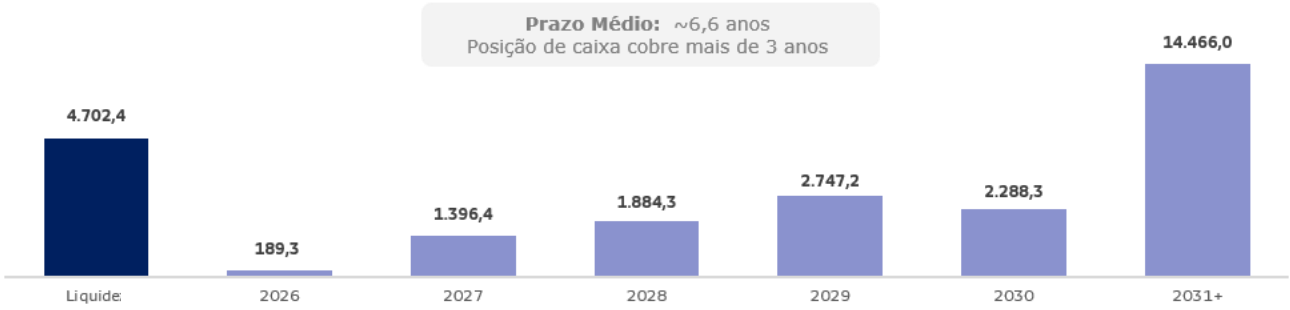
Dívida Líquida (R$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



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

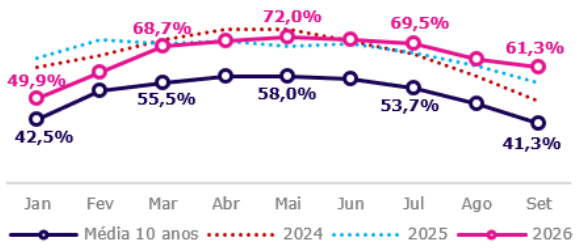
Reconhecimento, no 3T26, de um montante líquido de R$ 357,1 milhões, como Compensação do *Curtailment* Passado, sendo R$ 190,5 milhões referentes à parcela dos contratos Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e R$ 166,6 milhões referentes à parcela dos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL) 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

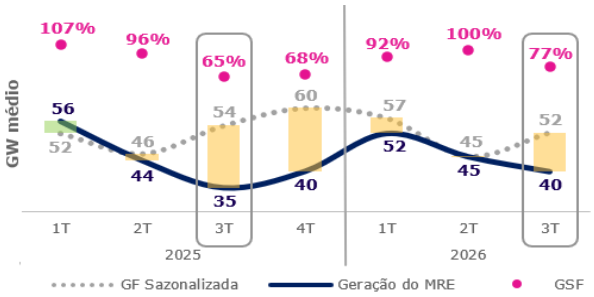
Auren registra **EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões** no 3T26, com destaque para o **reconhecimento de R$ 357,1 milhões** em compensação financeira pelo *curtailment* passado e para a **estratégia bem-sucedida da Comercializadora**, que gerou ganhos expressivos no trimestre

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	

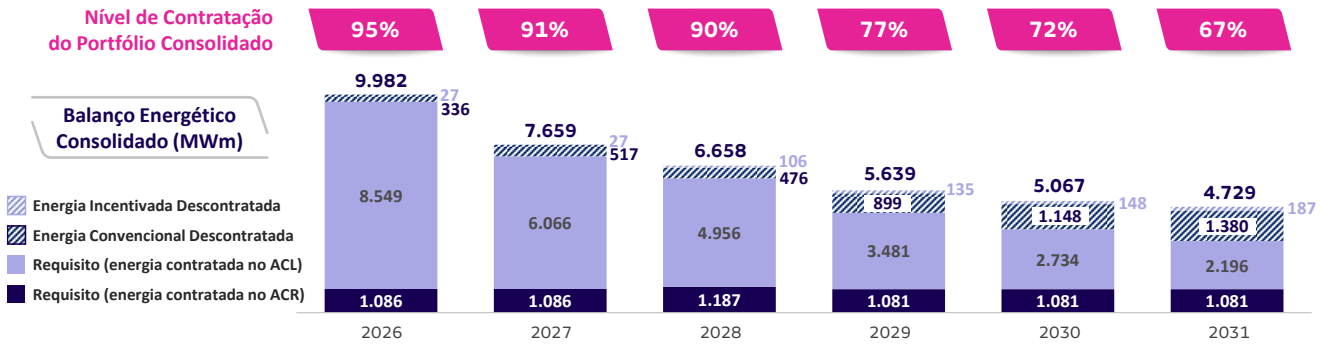
Destaques Financeiros

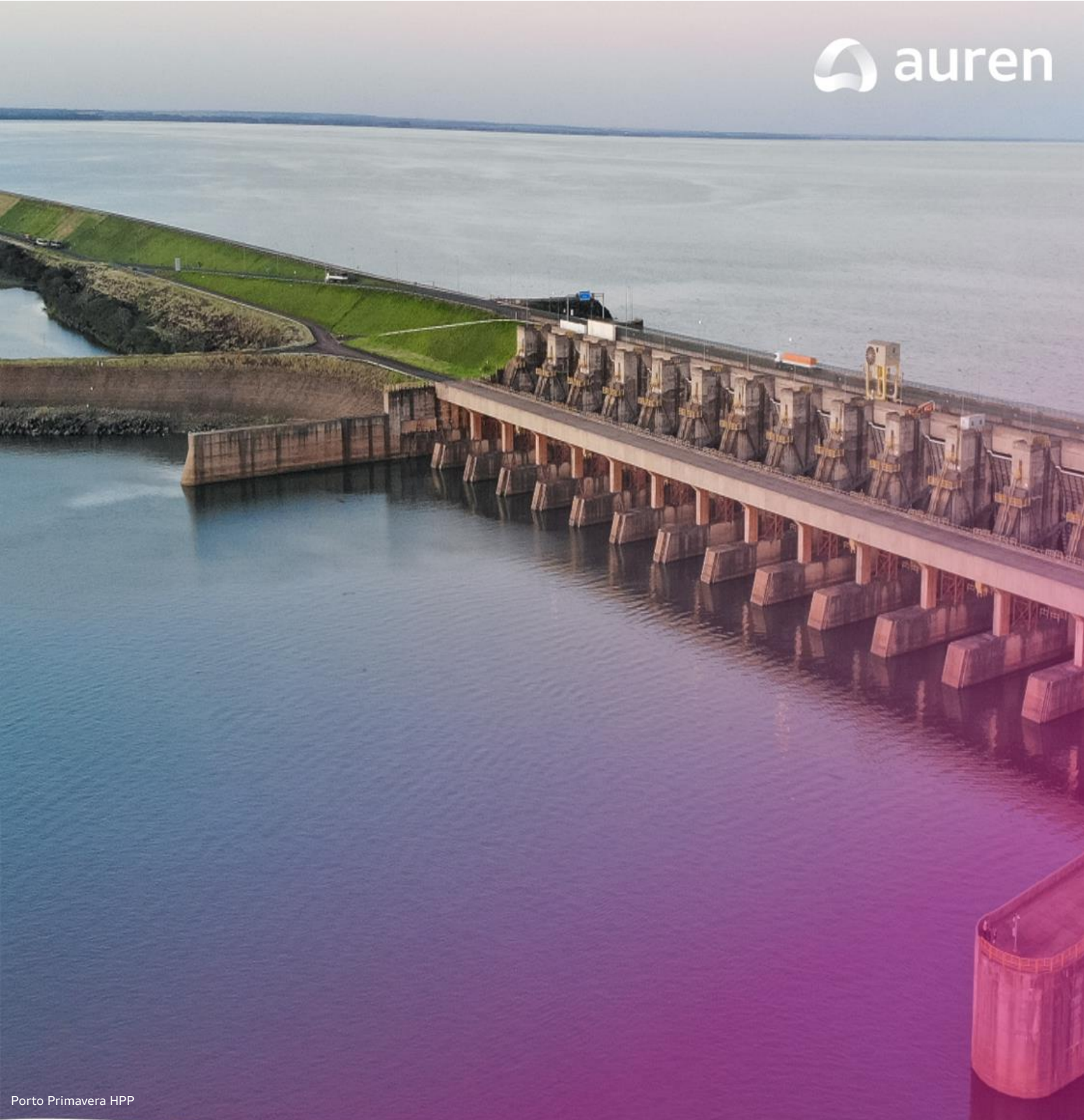
EBITDA Ajustado de R$ 1.185,6 milhões. Excluindo o *Curtailment* Passado, o EBITDA Ajustado do trimestre totalizou R$ 828,5 milhões (+7,2% vs. 3T25), influenciado por:

- **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





Porto Primavera HPP

3Q 26 Earnings Release

NOVEMBER
2026

Conference Call

November 11, 2026

(in Portuguese with simultaneous translation into English)

10:00 a.m. (Brasília) | **08:00 a.m.** (New York) | **1:00 p.m.** (London)

Click here to access the *webcast*

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

Contacts

Investor Relations

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

ri@aurenenergia.com.br
ri.auren@aurenenergia.com.br

As of September 30, 2026:

AURE3:
R$ 13.02

Market Value:
R$ 13.7 billion

TABLE OF CONTENTS

Highlights **4**

Message from Management **6**

Energy Market **8**

Operational Performance **11**

Installed Capacity and Production by Generation Source 11

Hydro 11

Wind 12

Solar 14

Impact of Curtailment and Modulation Gains 16

Energy Balance **18**

Consolidated Energy Balance 18

Generation Segment Energy Balance 18

Trading Segment Energy Balance 20

Minority Interests Energy Balance 20

Financial Performance **21**

Consolidated Financial Performance 21

Financial Performance of the Generation Segment 28

Financial Performance of the Trading Segment 29

Financial Performance of Minority Interests 30

Other Relevant Information **31**

Ordinance No. 140/2026 on the Commitment Agreement for Curtailment 31

Quarter Overview **32**

Highlights

Auren reports **Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million** in 3Q26, highlighted by the **recognition of R$ 357.1 million** in financial compensation for past curtailment and by the **Trading Company's successful strategy**, which generated significant gains in the quarter

Trading Strategy: **strong performance of the Trading Company** in 3Q26, with Adjusted EBITDA of R$ 107.7 million in the period. The performance reflects the trading strategy adopted throughout 2026, with the progressive closing of the short position, allowing the Company to capture the benefits of the **decline in energy prices**, especially in the third quarter.

Past Curtailment Compensation: recognition, in 3Q26, of **financial compensation related to generation curtailments** due to electrical reliability reasons or external unavailability that occurred between September 2023 and November 2025 ("Past Curtailment Compensation"), with a **positive net impact of R$ 357.1 million on Net Margin and R$ 13.7 million on financial income.** The Company has expressed its interest in participating in the compensation mechanism and **awaits the next steps of the process**, which involve the calculation and classification of the curtailments, definition of the amounts and signing of the Commitment Agreement, expected for the second quarter of 2027.

Construction of Cajuína 3: **completion of the construction** of Cajuína 3, with installed capacity of 112.1 MW. The commissioning of the complex has been fully completed, and the project's 19 wind turbines are in test operation, having generated **revenue of R$ 6.0 million in 3Q26** through the settlement of the generated energy at the PLD.

Portfolio resilience: in 3Q26, we observed a **reduction in the financial cost of curtailment**, especially for wind, due to the lower PLD level and the concentration of curtailments during periods of lower prices. In the quarter, the Company obtained **R$ 58.8 million in modulation gains**, **partially mitigating the effect of curtailment** of R$ 173.5 million. In 9M26, Auren recorded a negative net effect of R$ 131.0 million, resulting from a curtailment impact of R$ 357.5 million, partially offset by the positive modulation effect of R$ 226.5 million.

Financial management discipline: **net debt decreased by R$ 245.6 million** in the quarter, while leverage declined to 4.7x Net Debt/Adjusted EBITDA, reflecting the recognition of the Past Curtailment Compensation and the increase in last twelve months (LTM) EBITDA. The **deleveraging trajectory remains in line with plan**.

Adjusted EBITDA: Auren recorded **Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million in 3Q26**. Excluding the financial compensation of R$ 357.1 million, the Company's Adjusted EBITDA totaled R$ 828.5 million, **an increase of 7.2%** compared to the same period last year. This performance mainly reflects the strong result of the Trading Company (+R$ 131.6 million vs. 3Q25), arising from the trading strategy adopted throughout the year, partially offset by lower wind resource.

Click here to access a summary of the quarter's results at the end of this document.

Period Highlights – Operational and Financial Information

Operational Highlights Generation (MWavg)	**3Q26**	**3Q25**	**Chg.**	**9M26**	**9M25**	**Chg.**
Hydro	1,748.2	1,589.4	10.0%	1,917.6	1,979.9	-3.1%
Wind[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 Owned	**3,210.4**	**3,263.8**	**-1.6%**	**3,182.4**	**3,414.3**	**-6.8%**
Interests in Hydro Assets [2]	349.1	348.1	0.3%	249.7	244.1	2.3%
Total Owned and Interests	**3,559.5**	**3,611.9**	**-1.5%**	**3,432.1**	**3,658.4**	**-6.2%**

Operational Highlights Average Availability	**3Q26**	**3Q25**	**Chg.**	**9M26**	**9M25**	**Chg.**
Wind	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.**

Financial Highlights (R$ million)	**3Q26**	**3Q25** pro forma	**Chg.**	**9M26**	**9M25** pro forma	**Chg.**
Net Revenue	**3,302.6**	**3,537.4**	**-6.6%**	**9,432.7**	**9,375.2**	**0.6%**
Generation	1,795.7	1,636.1	9.8%	5,264.6	4,853.8	8.5%
Hydro	971.0	1,036.1	-6.3%	2,999.4	3,051.1	-1.7%
Wind	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%
Generation Eliminations	(24.2)	(160.2)	-84.9%	(102.9)	(432.2)	-76.2%
Trading	2,085.8	2,646.3	-21.2%	6,110.4	6,328.3	-3.4%
Holding and Pipeline	6.0	-	n.a.	6.0	-	n.a.
Eliminations	(584.9)	(745.0)	-21.5%	(1,948.3)	(1,806.9)	7.8%
Adjusted EBITDA[3]	**1,185.6**	**772.7**	**53.4%**	**2,970.4**	**2,958.6**	**0.4%**
Generation	1,088.3	817.7	33.1%	2,967.7	2,820.8	5.2%
Hydro	380.8	399.3	-4.6%	1,448.5	1,437.9	0.7%
Wind	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%
Trading	107.7	(23.9)	n.a.	66.7	190.8	-65.1%
Holding and Pipeline	(10.3)	(21.1)	-51.2%	(64.0)	(52.9)	20.8%
Adjusted EBITDA Margin	*35.9%*	*21.8%*	*14.1 p.p.*	*31.5%*	*31.6%*	*-0.1 p.p.*
Net Income	**150.4**	**(403.7)**	**n.a.**	**(830.3)**	**(912.6)**	**-9.0%**
Net Debt	18,661.8	19,023.4	-1.9%	18,661.8	19,023.4	-1.9%
Leverage	**4.7x**	**4.9x**	**-0.2x**	**4.7x**	**4.9x**	**-0.2x**

Important: *In view of the evolution of the methodology for allocating the Company's expenses among segments and sources, we began reporting Generation EBITDA broken down by hydro, wind and solar sources and, to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 3Q26 and 9M26 data, the figures related to the 2025 Financial Information by segment are presented in an unaudited pro forma view, considering the allocation methodology applied to the Company since 01/01/2025, exclusively for comparison purposes.*

[1] Considers effective generation plus the energy to be reimbursed given the curtailment classified as External Unavailability Reason (REL), after reaching the threshold. For the wind source, considers 100% of the Installed Capacity of Tucano Holding III (155 MW), a *joint venture* between Auren Operações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).
[2] The generation of assets with minority interests was weighted by Auren's indirect economic interest.
[3] Adjustments detailed in the "Financial Performance" section.

Message from Management

The third quarter of 2026 was marked by the success of the Trading Company's strategy, relevant progress on the regulatory agenda and the maintenance of financial discipline. With the first nine months of the year behind us, we can see more clearly the results of our strategy in a challenging context, marked by high energy price volatility in addition to greater operational restrictions for renewable assets. In this scenario, the Company captured relevant gains through its trading strategy, advanced in the regulatory treatment of the impacts of past curtailment and continued to move forward with its operational efficiency and deleveraging agenda. These advances reinforce the resilience of the portfolio and our ability to generate value even in an adverse environment, while creating solid foundations for a stronger capture of results in the coming quarters.

3Q26 was marked by the continued downward trajectory of short-term energy prices, in a scenario of significantly more favorable hydrological conditions compared to those observed in the same period last year. The evolution of inflows, especially in the South and Southeast/Center-West regions, contributed to keeping reservoirs at relatively high levels for the period and to the reduction in energy prices. In this context, the average PLD in the Southeast/Center-West submarket fell from R$ 308/MWh in the first quarter to R$ 207/MWh in the second quarter, reaching R$ 130/MWh in 3Q26, a reduction of approximately 58% compared to the average PLD in 1Q26.

This movement reinforces the view we have been sharing with the market since the beginning of the year, that the price curve traded in the market incorporated a significant premium relative to the scenarios assessed by the Company. In light of this, we adopted the strategy of maintaining a short position, progressively closing it throughout the year and capturing relevant gains from the decline in energy prices. As a result, the Trading segment's Adjusted EBITDA reached R$ 107.7 million in 3Q26, an increase of R$ 131.6 million compared to 3Q25, demonstrating our ability to combine market intelligence and active risk management to generate value.

For 2027, given the uncertainties associated with the El Niño phenomenon and the behavior of inflows in the next wet season, we took advantage of the price reduction observed throughout the quarter to reduce our short exposure, moving closer to a neutral Energy Balance, while we continue to assess market behavior and seek value creation opportunities.

In terms of financial performance, Auren recorded Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million in 3Q26, an increase of 53.4% compared to the same period of 2025. Excluding the recognition of R$ 357.1 million related to the Past Curtailment Compensation, Adjusted EBITDA reached R$ 828.5 million, an increase of approximately 7.2% year over year. This performance was mainly driven by the strong result of the Trading Company and the better generation of the hydro plants in the Energy Reallocation Mechanism (MRE), partially offset by the negative impacts of the lower wind resource and curtailment. In addition, operating costs and expenses (PMSO) showed a nominal reduction of 5.6% compared to 3Q25, reflecting the continued efforts toward efficiency and expense rationalization.

On the operational side, the quarter was marked by distinct conditions across generation sources. The hydrological improvement contributed to a greater allocation of hydro energy in the SIN, with GSF reaching 77%, an increase of 12 p.p. compared to the same period of the previous year. On the other hand, the performance of wind and solar sources remained under pressure from high levels of curtailment and a resource below that expected in the assets' certifications, especially for the wind segment. Wind generation totaled 1,306.1 MWavg, a decrease of 13.5% compared to the same period of the previous year, while solar generation reached 156.1 MWavg, 4.7% below 3Q25.

Despite the increase in the volume of curtailed energy, we observed a reduction in the financial cost of curtailment, especially for wind, due to lower energy prices during the hours with the highest concentration of curtailments. This behavior highlights the importance of analyzing not only the volume of restrictions, but also their hourly profile and the dynamics of price formation. In this context, the diversification of our portfolio and flexibility in commercial management remain important differentiators to mitigate part of the effects of operational restrictions. For Auren, the financial impact of curtailments totaled R$ 173.5 million in the quarter, partially offset by modulation gains of R$ 58.8 million, resulting in a negative net effect of R$ 114.7 million. In 3Q25, the financial impact of curtailments totaled R$ 195.5 million, even with a lower volume of curtailed energy.

On the regulatory front, we made relevant progress in the treatment of the past impacts of curtailment. Following the publication of Normative Ordinance No. 140/2026 by the Ministry of Mines and Energy, Auren expressed non-binding interest in participating in the compensation mechanism for curtailments due to electrical reliability and external unavailability that occurred between September 2023 and November 2025. As a result, in 3Q26 we recognized the Past Curtailment Compensation, with a positive net impact of R$ 357.1 million on Net Margin and R$ 13.7 million on financial income.

The formalization of the Commitment Agreement and the payments remain subject to the next steps provided for in the regulation, with signing expected in the second quarter of 2027. The rules for reimbursement of reliability curtailment from November 2025 onward remain undefined, pending ANEEL regulation.

Financial discipline remains one of the Company's main priorities. We ended the quarter with net debt of R$ 18.7 billion, a reduction of R$ 245.6 million compared to the previous quarter, while leverage declined from 5.3x to 4.7x Net Debt/Adjusted EBITDA. This evolution reflects both the reduction in indebtedness and the increase in last twelve months

Adjusted EBITDA, including the effects of the recognition of the Past Curtailment Compensation. We remain committed to a sustainable deleveraging trajectory, supported by operating cash generation and cost efficiency.

Additionally, as part of our continuous efforts to optimize operations and unlock further value creation opportunities, in May 2026, the first phase of the corporate reorganization was completed. The second phase, which comprises the merger of Auren Operações into CESP, remains subject to the fulfillment of conditions precedent, including applicable regulatory approvals, with completion expected for January 2027. This initiative aims to concentrate the hydro assets in a single vehicle, streamline the corporate structure and increase efficiency in cash and debt management.

On the growth front, the implementation of the Cajuína 3 Wind Complex, with 112.1 MW of installed capacity, was completed. The project's 19 wind turbines have already been commissioned and are in test operation. During this period, the energy generated contributed R$ 6.0 million in revenue in the quarter, through settlement at the PLD. Regulatory validations are ongoing for the start of commercial operation.

As we approach the end of 2026, we remain focused on executing the strategic priorities established for this transition year. Progress in commercial management, operational efficiency, corporate simplification and financial discipline strengthens the foundations for the Company's next cycle. Our priority remains sustainable cash generation, leverage reduction and disciplined capital allocation.

Fabio Zanfelice
Chief Executive Officer

Mateus Ferreira
Chief Financial and Investor Relations Officer

Energy Market

The evolution of the El Niño phenomenon during the third quarter of 2026 (3Q26) contributed to an increase in the frequency of heavy rainfall in the South (S) and Southeast/Center-West (SE/CW) subsystems, especially in September, which recorded the 6th highest Natural Inflow Energy (ENA) in the entire history of the National Interconnected System (SIN), which began in 1931. In 3Q26 as a whole, the SIN's ENA stood at 138% of the LTA, the 7th highest on record and 59 p.p. above that recorded in 3Q25.

Above-average precipitation in the center-south of the country favored the maintenance of higher storage levels than those observed in previous years. On the other hand, in areas of the North and Northeast, precipitation totals were below the climatological average, in line with the trend expected under El Niño conditions.

Gross Monthly Natural Inflow Energy (ENA) in the SIN (% of LTA)

Gross ENA/ LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	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%**

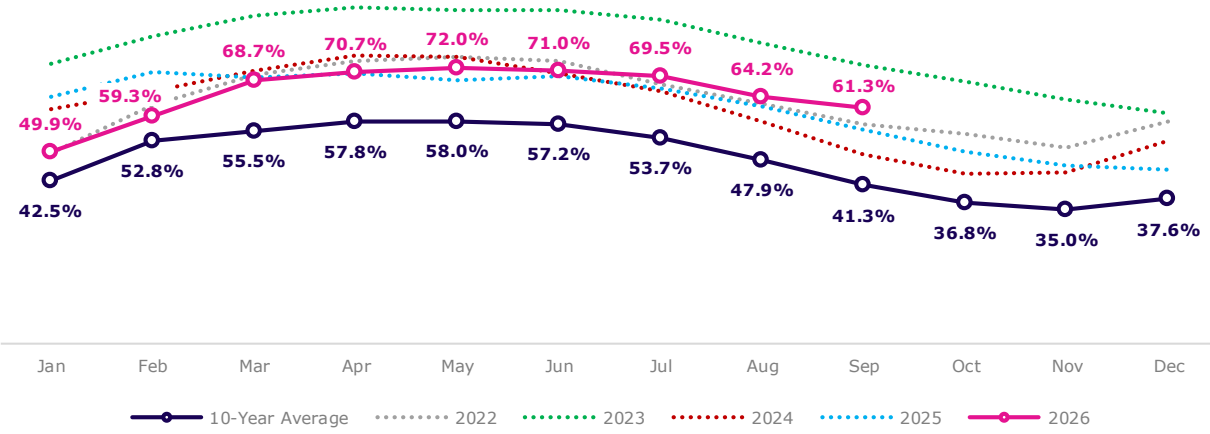
Source: ONS

Regarding temperature, there was fluctuation throughout the quarter, with above-average temperatures in August and temperatures below the historical pattern in September. Compared to the previous year, temperatures were higher during the quarter, mainly reflecting August's performance.

SIN demand grew 5.8% compared to 3Q25, despite fluctuations in energy consumption throughout the quarter due to temperature behavior. August, which showed strongly positive temperature anomalies, was the month with the highest load growth compared to last year, at 8.0%, while September, with milder temperatures, showed the lowest growth, at 3.8%. As a result, the overall recorded load reached 82.5 GWavg in 3Q26, about 0.5% below that projected by the ONS (PLAN 2026-30[1]), but 5.8% above 3Q25.

Given the significant improvement in the hydrological conditions of the S and SE/CW subsystems, reservoirs showed a slower depletion pace in 3Q26 compared to previous years, ending the quarter at 61.3% of the SIN's maximum capacity. This result was 20 p.p. above the average of the last ten years and 6 p.p. above that observed at the end of 3Q25.

SIN Reservoir Levels (% of Maximum Stored Energy)

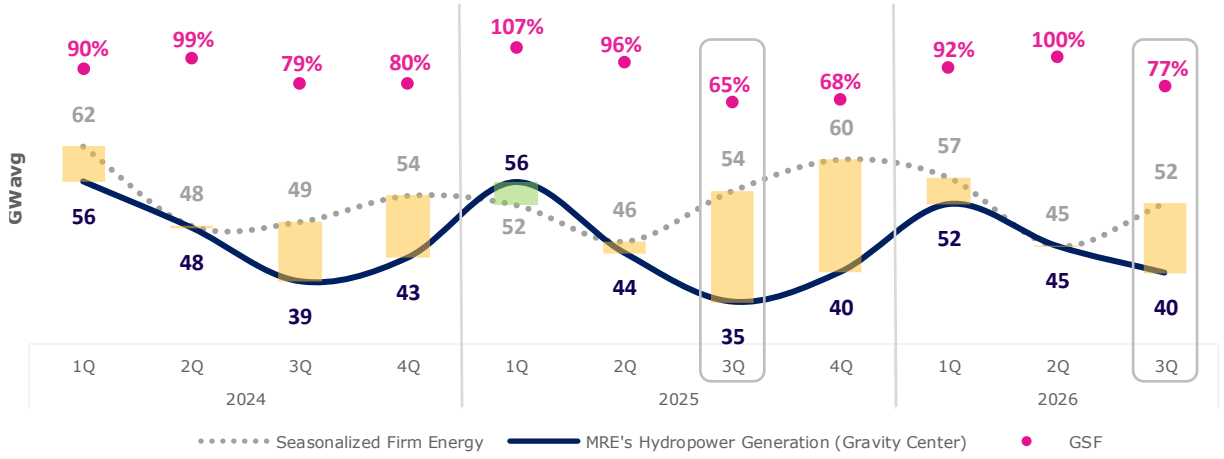


Source: ONS

Regarding hydro generation from plants participating in the MRE, 3Q26 recorded 40 GWavg, about 5 GWavg above 3Q25, reflecting more favorable hydrological conditions compared to the same time of the previous year. As a result, the hydro displacement (GSF) observed in 3Q26 was 77%, 12 p.p. higher than that recorded in 3Q25 (65%), of which 9 p.p. is due to higher hydro generation and 3 p.p. results from the lower allocation of Firm Energy by MRE participants (52 GWavg in 3Q26 vs. 54 GWavg in 3Q25), as illustrated in the following chart.

[1] Annual Energy Operation Planning Report (PLAN) 2026-2030, published in December 2025.

Hydro Displacement (% GSF)

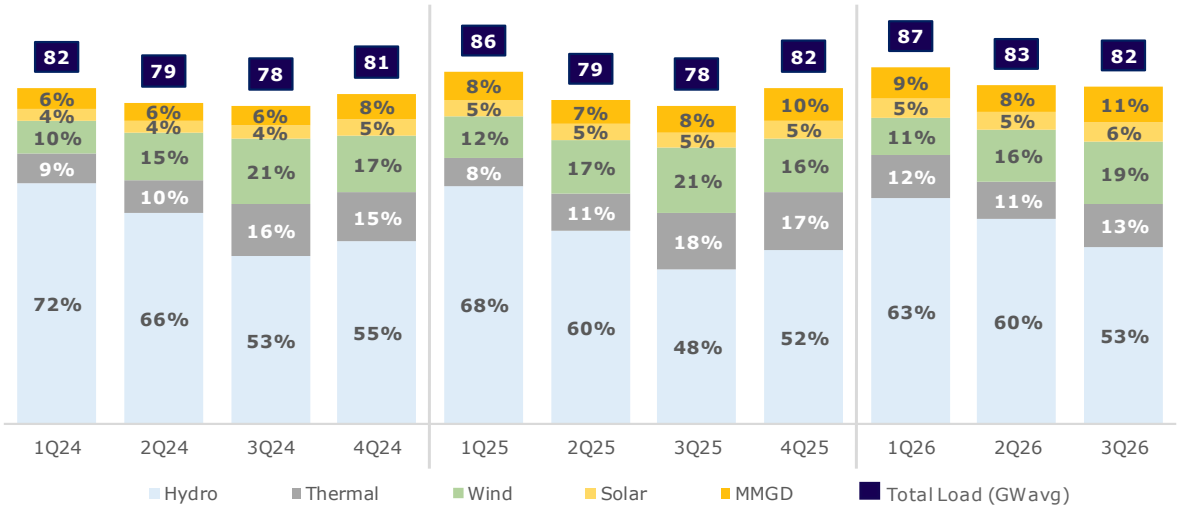


Source: CCEE

Solar generation, considering centralized plants and micro and mini distributed generation (MMGD) plants, continued to expand its share in meeting the SIN load, contributing 13 GWavg (about 16% of load) in 3Q26 versus 10.2 GWavg in 3Q25 (13% of load). On the other hand, wind reduced its share in meeting load by 1 GWavg (-2 p.p.) compared to 3Q25, due to lower wind resource between the quarters (15.0 GWavg in 3Q26 vs. 16.0 GWavg in 3Q25) and higher generation curtailment (4.6 GWavg in 3Q26 vs. 4.0 GWavg in 3Q25).

Due to the improvement in the hydrological scenario, hydro generation increased its share in meeting load, accounting for 53% in 3Q26 vs. 48% in 3Q25. In contrast, there was a reduction in the share of thermal generation, which met 13% of load in 3Q26 compared to 18% in 3Q25.

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



Source: ONS

In line with the evolution of hydrological conditions observed throughout the year, the PLD showed a downward trajectory from the second to the third quarter, after having already declined from the first to the second quarter. The average PLD recorded in 1Q26 was R$ 308/MWh in the Southeast/Center-West (SE/CW) submarket, gradually declining to R$ 207/MWh in 2Q26 and R$ 130/MWh in 3Q26, reflecting improved system supply conditions, driven by the recovery of inflows and the reduction in expected load in the SIN throughout the year.

In this same context, the average PLD in the South (S) submarket also declined compared to the same period of the previous year (R$ 129/MWh in 3Q26 vs. R$ 253/MWh in 3Q25), thus reducing the spread relative to the SE/CW submarket (-R$ 1/MWh), similar to that recorded in 3Q25 (R$ 1/MWh) and lower than the R$ 24/MWh recorded in 2Q26. In the Northeast (NE) submarket, reflecting the drop in the average PLD from R$ 240/MWh in 3Q25 to R$ 129/MWh in 3Q26, there was also convergence with SE/CW prices (-R$ 1/MWh in 3Q26 vs. -R$ 12/MWh in 3Q25).

In 3Q26, the average PLD in the SE/CW submarket was lower both year over year and compared to the second quarter, mainly reflecting the greater recurrence of the PLD at the regulatory floor. In the period, the price remained at this level

for 820 hours, with at least one floor occurrence on 97.8% of days. By comparison, the floor was reached for 361 hours in 3Q25, with occurrences on 64.1% of days and, in 2Q26, for 439 hours, covering 78.0% of days.

As observed in previous quarters, the most significant effects of intraday price variation remained concentrated between late afternoon and early evening, reflecting the increase in installed solar photovoltaic generation capacity compared to the same period of the previous year.

Other factors, such as periods of reduced wind resource, higher temperatures and unfavorable hydrological conditions in the North region, also contribute to increasing the magnitude of hourly price peaks, raising the quarter's intraday volatility. In this scenario, the SE/CW submarket recorded volatility of 63% in 3Q26, versus 39% in 3Q25.

In addition, the expansion of interchange limits has favored the flow of surplus generation from the Northeast submarket to the others (Northeast submarket export limit: 16.2 GWavg in 3Q26 versus 13.8 GWavg in 3Q25), reducing the price decoupling observed during the day and contributing to greater convergence among submarkets.

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

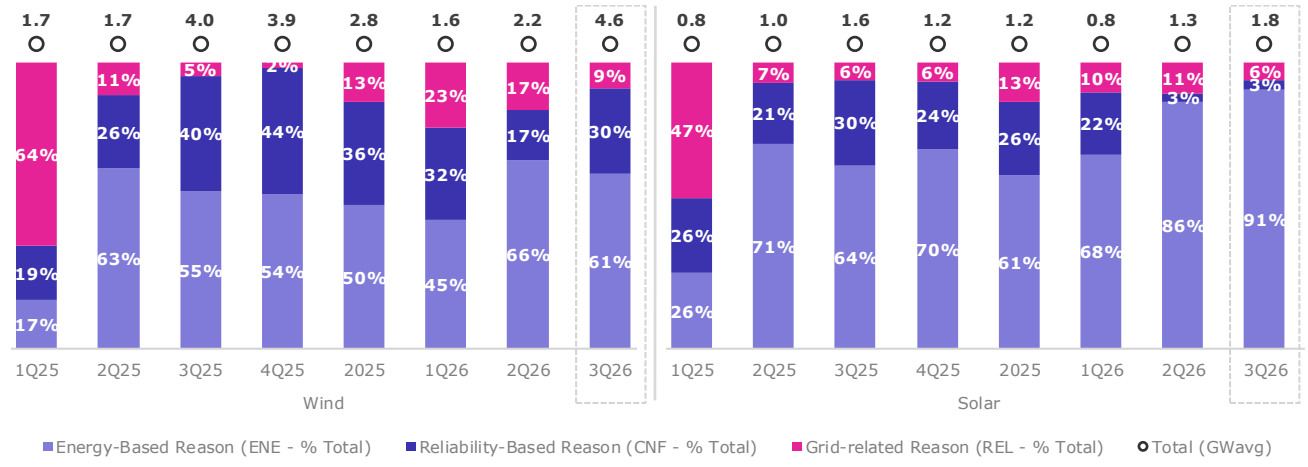
	PLD by Submarket (R$/MWh)						Intraday Volatility (%)					
	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
SE/CW	129.8	252.4	-48.6%	214.2	210.7	1.6%	63%	39%	24 p.p.	49%	32%	17 p.p.
South	129.1	253.0	-49.0%	238.5	214.1	11.4%	63%	38%	25 p.p.	42%	31%	11 p.p.
Northeast	128.5	240.0	-46.4%	192.4	151.6	26.8%	63%	43%	20 p.p.	50%	28%	22 p.p.
North	129.2	251.0	-48.5%	193.3	155.5	24.3%	63%	39%	24 p.p.	49%	26%	23 p.p.

Source: CCEE

Finally, based on data made available by the ONS, 3Q26 saw an increase in generation curtailments when compared to 3Q25. Total curtailment recorded for wind power in the SIN was 24.5% (4.6 GWavg) in 3Q26, higher than the 20.6% (4.0 GWavg) observed in 3Q25 and the 15.7% (2.2 GWavg) in the second quarter of 2026. For solar power, curtailment was 31.9% (1.8 GWavg) in the quarter, lower than the 33.2% (1.6 GWavg) restriction in 3Q25, but higher compared to the 25.8% (1.3 GWavg) recorded in the second quarter of 2026.

Curtailments due to electrical reasons (REL), eligible for reimbursement after the applicable hour threshold is reached, accounted for 9% of total curtailments for wind power and 6% for solar power, higher than in 3Q25, when curtailments classified as electrical reasons accounted for 5% and 6% of the total, respectively.

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



Operational Performance

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

Installed Capacity and Production[1] by Generation Source

Source	Installed Capacity (MW)	Firm Energy (MWavg)	Generation[1] (MWavg)					
			3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Hydro[2]	4,198.4	2,074.6	1,748.2	1,589.4	10.0%	1,917.6	1,979.9	-3.1%
Wind[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 Owned	**8,175.3**	**3,811.8**	**3,210.4**	**3,263.8**	**-1.6%**	**3,182.4**	**3,414.3**	**-6.8%**
Interests in Hydro Assets [4]	547.5	265.3	349.1	348.1	0.3%	249.7	244.1	2.3%
Total Owned and Interests	**8,722.8**	**4,077.2**	**3,559.5**	**3,611.9**	**-1.5%**	**3,432.1**	**3,658.4**	**-6.2%**

Hydro

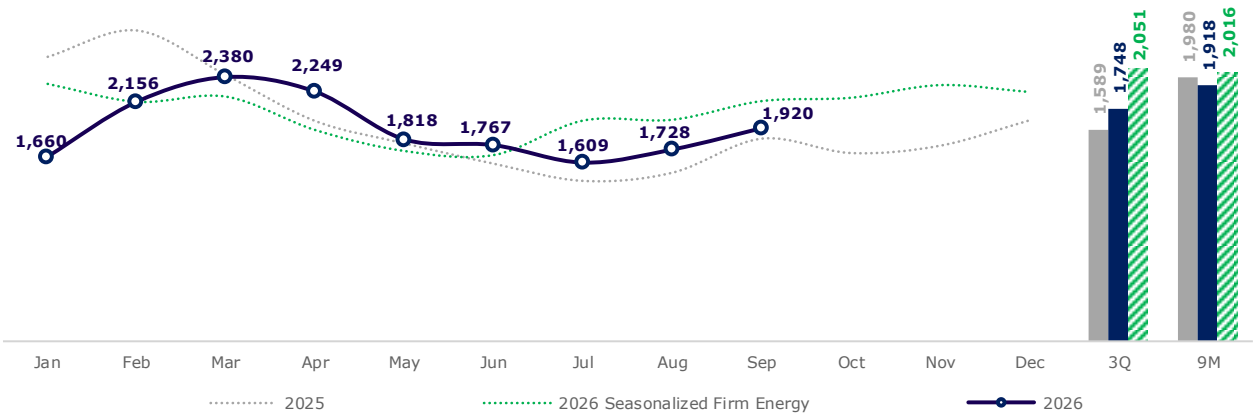
Energy production from Auren's own hydro assets totaled 1.7 GWavg in the third quarter of 2026, an increase of 10.0% compared to the same period of the previous year. Despite this improvement, energy production was 15.7% below the Firm Energy[5] in the quarter, reflecting the seasonality and hydrological conditions of the period.

Energy allocated for purposes of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), in turn, grew by 14.2%, due to lower Firm Energy allocation by participants and higher hydro dispatch.

In the first nine months of the year, production reached 1.9 GWavg, 3.1% lower than in the same period last year. Thus, despite the improvement observed in the third quarter, year-to-date hydro generation in 2026 remains below that recorded in the previous year, especially due to the large volume observed in the first quarter of 2025.

The chart below shows the energy production of the hydro plants since the beginning of the year:

Energy Generation and Firm Energy Values (MWavg)[2]



In 3Q26, the Verified Availability Index (IDv60) remained above the reference values established by ANEEL at the portfolio's main hydro plants, Porto Primavera and Água Vermelha, which together account for 70.2% of the Company's installed hydro capacity. At the plants whose indicators are still below the reference levels, corresponding to 24.1% of Auren's hydro

[1] For the wind and solar sources, considers effective generation plus the energy to be reimbursed - which is the curtailment classified as External Unavailability Reason (REL), after reaching the threshold.
[2] Considers generation from the Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim SHPs. Does not consider Paraibuna HPP. The Firm Energy was seasonalized considering the allocation profile of the MRE.
[3] For the wind source, considers 50% of the Installed Capacity of Tucano Holding III, joint venture between Auren Operações and Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). The asset has a total Installed Capacity of 155 MW, of which 77.5 MW reflect Auren's interest. For the operational data of the joint venture, a 100% interest is considered.
[4] The data on installed capacity and generation were weighted by Auren's indirect economic interest in the hydro assets.
[5] Firm Energy - Flat (2,074.6 MWavg).

capacity, performance mainly reflects the impacts of one-off events that occurred in previous periods, such as larger scheduled maintenance and specific operational occurrences.

Significant progress was made in the execution and rescheduling of the multi-year maintenance plan, as well as in the implementation of risk mitigation actions, with interventions and investments more focused on the most critical equipment. As a result of these actions, repairs to seven generating units were completed during 2026, while another repair remains in progress, with completion expected in December 2026.

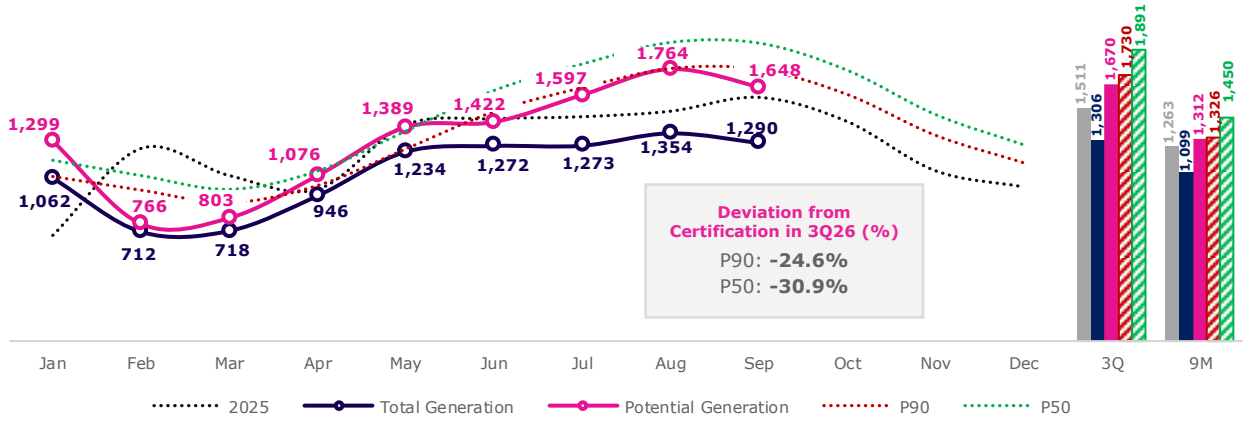
In addition, two major modernizations are underway, one at Promissão HPP and the other at Barra Bonita HPP, with completion expected in March and April 2027, respectively. The completion of these initiatives should contribute to the gradual recovery of the availability indicators of the affected plants. Together, these actions strengthen the preventive management of the assets, reduce exposure to operational risks and contribute to preserving availability and the sustainable evolution of performance indicators.

Wind

The performance of the wind assets in 3Q26, 13.5% lower than in the same period of the previous year, reflected the combination of higher curtailment levels and the incidence of resource below that expected by the assets' certification. Total generation[1] reached 1,306 MWavg in 3Q26, equivalent to 69.1% of the 50th percentile (P50) and 75.5% of the 90th percentile (P90), while potential generation[2] reached 88.3% and 96.5% of P50 and P90, respectively.

The chart below shows the monthly evolution of (i) total generation, which consists of energy generation plus the portion of energy not produced due to restrictions for electrical reasons, eligible for reimbursement; (ii) potential generation; and (iii) the 50th and 90th percentile references of the certifications.

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



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
Total Generation 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**
Total Generation 2026[1]	1,062	712	718	946	1,234	1,272	1,273	1,354	1,291	-	-	-	**1,306**	**1,099**
Potential Generation 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**
Potential Generation 2026[2]	1,299	766	803	1,076	1,389	1,422	1,597	1,764	1,648	-	-	-	**1,670**	**1,312**

Availability of the wind assets reached 93.4% in 3Q26, a decrease of 1.3 p.p. compared to the same period of 2025, due to preventive maintenance campaigns and unavailability occurrences in machines at Tucano, Cajuína, Mandacaru and Cassino. In the consolidated nine months, availability was in line with that measured in 9M25.

Although availability was impacted by preventive and corrective shutdowns in the period, part of this effect is compensable under the terms of the applicable maintenance contracts. Currently, around 83% of Auren's installed wind capacity has operation and maintenance contracts with third parties, under arrangements such as Full Scope Agreement – FSA and Operation and Service Agreement – OSA, with 63% managed by the manufacturers and 20% by specialized independent providers (Independent Service Provider – ISP).

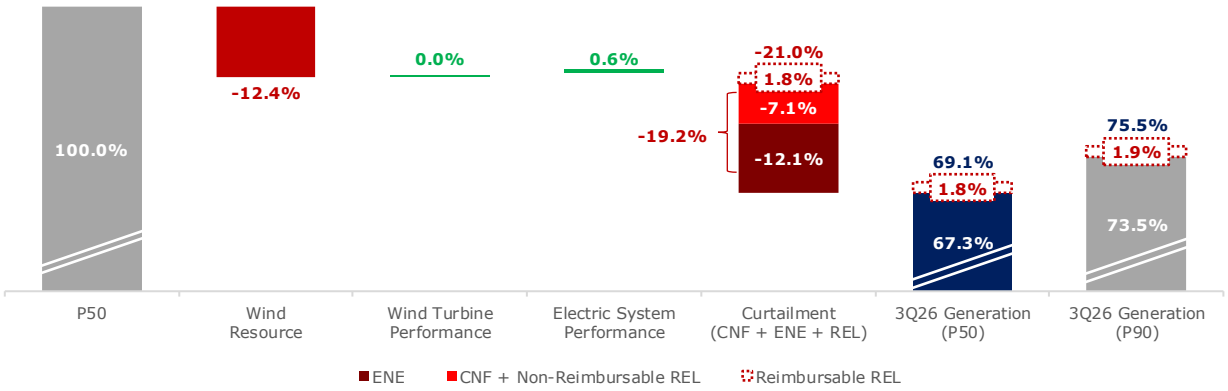
[1] Total generation = energy generation + portion of energy not produced due to restrictions for electrical reasons.
[2] Potential generation = energy generation + portion of energy not produced due to the different types of ONS restrictions.

Wind Portfolio - Consolidated Average Availability

Average Availability (Consolidated)	1Q	2Q	3Q	4Q	9M
2025	92.0%	93.5%	94.7%	94.2%	**93.4%**
2026	94.1%	92.8%	93.4%	-	**93.4%**

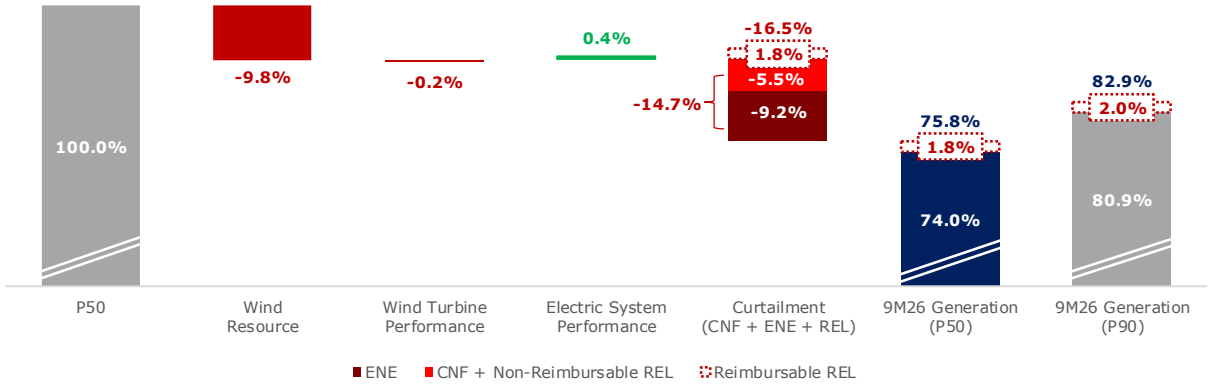
As mentioned above, 3Q26 performance was mainly impacted by the curtailment observed in the quarter, which reduced expected generation by 21.0 p.p., of which 19.2 p.p. relate to the non-reimbursable portion and 1.8 p.p. to curtailments classified as reimbursable REL. The remaining difference relative to the certification is predominantly attributed to the wind resource conditions observed in the period, which resulted in an additional impact of -12.4 p.p. on generation.

Wind Portfolio – Consolidated Generation Performance in 3Q26 (P50 at base 100)[1]



Performance in 9M26 was also mainly impacted by the curtailment observed, which reduced expected generation by 16.5 p.p., of which 14.7 p.p. relate to the non-reimbursable portion and 1.8 p.p. to curtailments classified as reimbursable REL. The remaining difference relative to the certification is predominantly attributed to the wind resource conditions observed in the period, which resulted in an additional impact of -9.8 p.p. on generation.

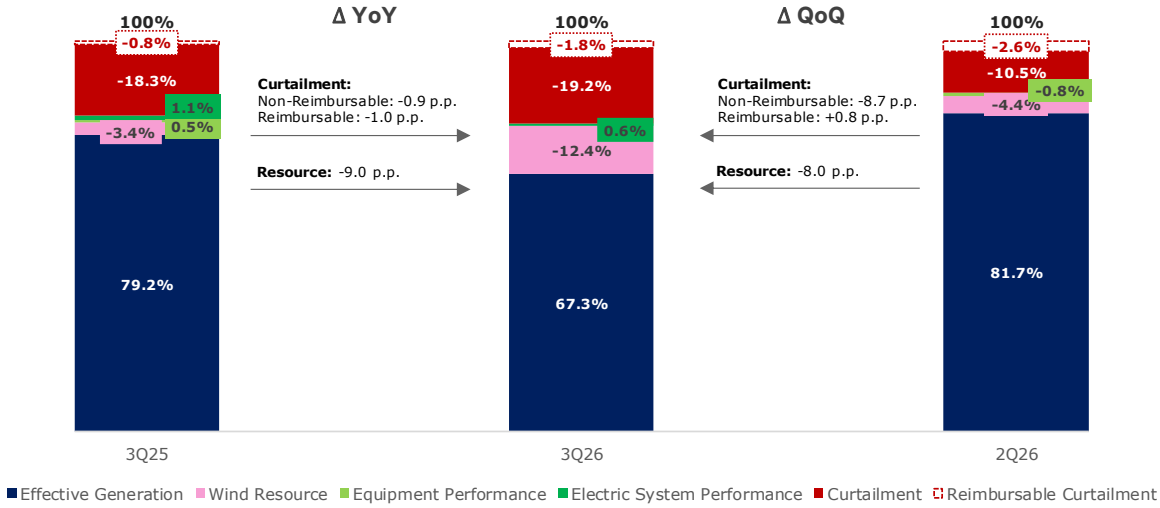
Wind Portfolio – Consolidated Generation Performance in 9M26 (P50 at base 100)



[1] The curtailment information in this subsection refers to the Company's internal curtailment data and differs from the data in the "Impact of Curtailment and Modulation Gains" section, which correspond to the data published by the ONS.
[2] Total generation = energy generation + portion of energy not produced due to restrictions for electrical reasons.

The chart below presents a condensed comparison of the deviations from the P50 certification for each of the periods analyzed. Comparing 3Q26 with 2Q26, actual generation was 14.4 p.p. lower, mainly reflecting higher non-reimbursable curtailment (8.7 p.p.) and lower wind resource (8.0 p.p.).

Wind Portfolio – Evolution of Generation Performance relative to P50 (P50 at base 100)

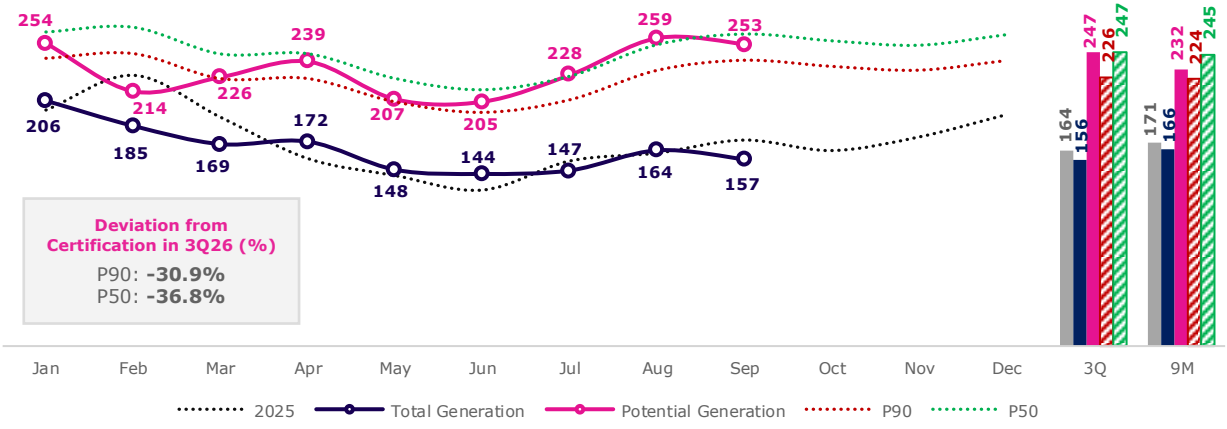


Solar

The performance of the solar assets in 3Q26 was 4.7% lower than in the same period of the previous year, mainly reflecting less favorable resource conditions compared to the same period of the previous year, especially in the São Paulo region, and slightly higher curtailment levels (1.1 p.p.). Despite these impacts, potential generation remained at a high level, close to P50 and above the certification's P90.

The chart below shows the monthly evolution of (i) total generation, which consists of energy generation plus the portion of energy not produced due to restrictions for electrical reasons (reimbursable); (ii) potential generation, which represents actual generation plus the portion of energy not produced due to the different types of restrictions imposed by the ONS; and (iii) the percentile references (P50 and P90) of the certifications.

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



MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M
Total Generation 2025[1]	198	227	192	158	144	132	156	162	173	165	176	194	**164**	**171**
Total Generation 2026[1]	206	185	170	172	148	144	147	164	157	-	-	-	**156**	**166**
Potential Generation 2025[2]	228	256	242	204	212	206	219	256	270	257	240	246	**248**	**232**
Potential Generation 2026[2]	254	214	226	239	207	205	228	259	253	-	-	-	**247**	**232**

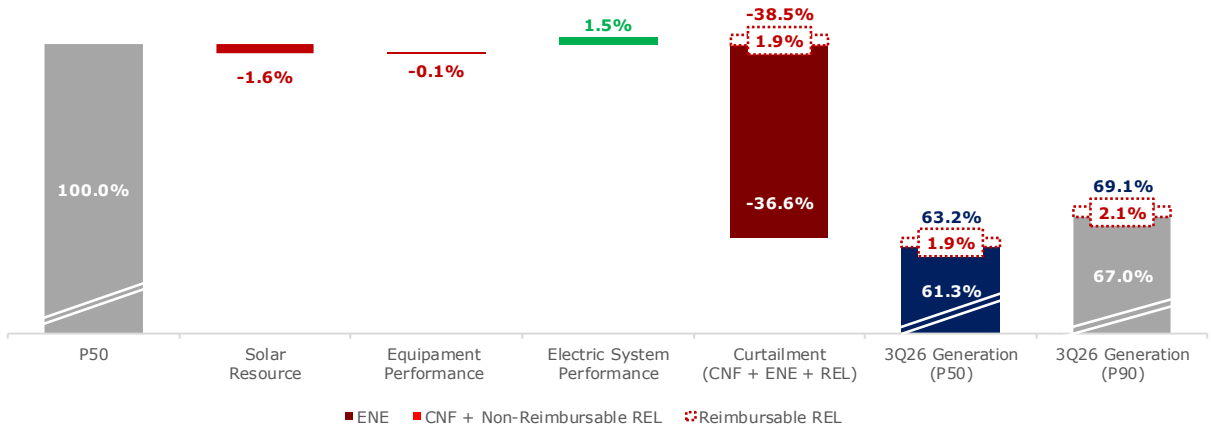
[1] Total generation = energy generation + portion of energy not produced due to restrictions for electrical reasons.
[2] Potential generation = energy generation + portion of energy not produced due to the different types of ONS restrictions.

Availability of the solar assets reached 99.5% in 3Q26, 0.6 p.p. above availability in the same period of 2025 and 0.9 p.p. above that observed in 2Q26. Year-to-date (9M26), average availability reached 98.8%, exceeding the same period of 2025 by 1.0 p.p., as shown in the table below.

Average Availability of the Assets	1Q	2Q	3Q	4Q	Year to Date
2025	95.9%	98.6%	98.9%	98.8%	**97.8%**
2026	98.4%	98.6%	99.5%	-	**98.8%**

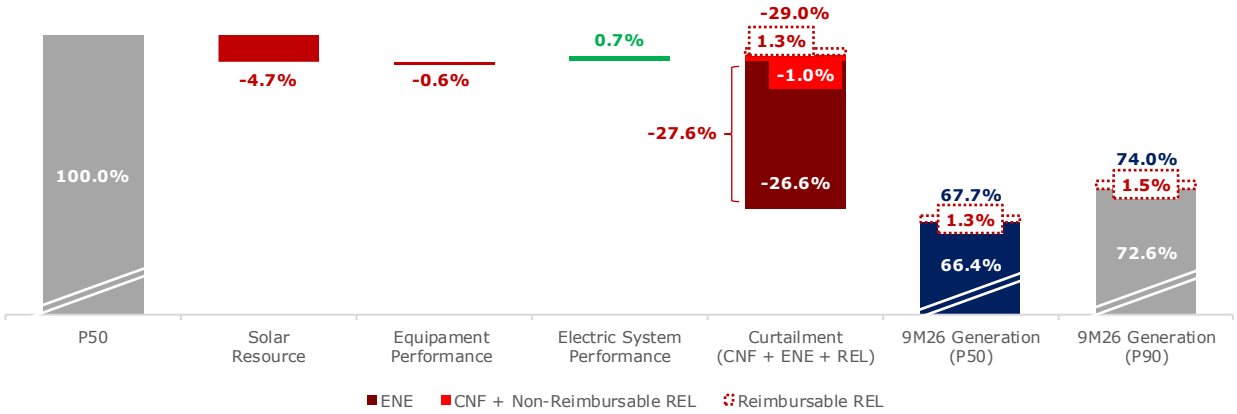
As shown in the following chart, total generation[1] of the solar portfolio reached 63.2% of P50 and 69.1% of P90 in 3Q26. The main impact on the performance of the solar assets in the third quarter is related to curtailment, which reduced expected generation by 38.5 p.p., of which 36.6 p.p. relate to the non-reimbursable portion and 1.9 p.p. to reimbursable REL curtailment.

Solar Portfolio – Consolidated Generation Performance in 3Q26 (P50 at base 100)[1]



Year-to-date (9M26), total generation reached 67.7% of P50 and 74.0% of P90, with curtailment accounting for 29.0 p.p. of the reduction in expected generation, of which 1.3 p.p. relate to the reimbursable portion.

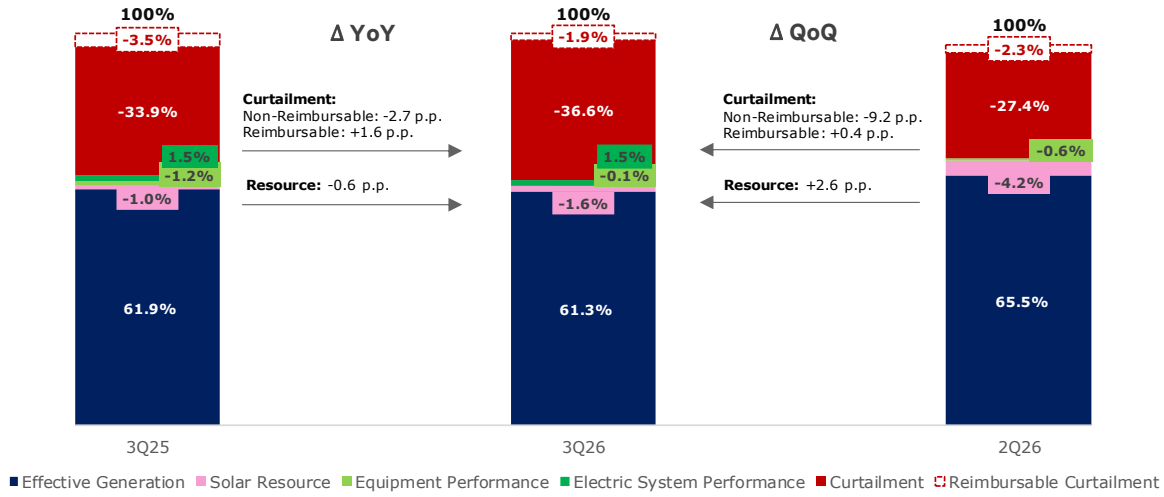
Solar Portfolio – Consolidated Generation Performance in 9M26 (P50 at base 100)[1]



[1] The curtailment information in this subsection refers to the Company's internal curtailment data and differs from the data in the "Impact of Curtailment and Modulation Gains" section, which correspond to the data published by the ONS.

The chart below presents a condensed comparison of the deviations from the P50 certification for each of the periods analyzed. Comparing 3Q26 with 2Q26, actual generation was 4.2 p.p. lower, mainly reflecting higher non-reimbursable curtailment (9.2 p.p.).

Solar Portfolio – Evolution of Generation Performance relative to P50 (P50 at base 100)



Impact of Curtailment and Modulation Gains

Important: *the curtailment information in this section refers to the curtailment data presented by the ONS to date and differs from the data in the Wind and Solar sections, which correspond to the Company's internal estimates.*

The table below presents the curtailment percentages for the wind and solar sources in Auren's portfolio, calculated as a percentage of Potential Generation and of the 50th percentile (P50), as well as SIN curtailment. In addition, it presents the financial impact of curtailment for the Company and the benefits of modulation gains captured based on the assets' generation profile against variations in the short-term price (PLD), since most energy sale contracts in the Free Market (ACL) have a constant (flat) profile.

Impact of Curtailment and Modulation Gains	3Q25		4Q25		1Q26		2Q26		3Q26	
	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	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%**
Auren Actual Generation[3] (% of P50)	79.9%	65.4%	78.3%	69.1%	77.2%	72.3%	84.3%	67.8%	**69.1%**	**63.2%**
Curtailment Auren by Source[4] (MWavg)	330.1	61.1	332.2	52.8	127.4	35.7	166.2	47.7	**365.9**	**72.1**
Curtailment Auren by Source[4] (R$ million)	173.2	22.4	184.2	23.3	70.6	15.6	77.8	20.1	**147.4**	**26.1**
Curtailment Auren Consolidated[5] (R$ million)	195.5		207.5		86.2		97.8		**173.5**	
(-) Modulation Gains (R$ million)	65.6		70.4		97.2		70.5		**58.8**	
(=) Curtailment Net of Modulation[5] (R$ million)	130.0		137.0		-11.0		27.3		**114.7**	

In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio, net of the reimbursable portion related to curtailments classified as External Unavailability (REL) after the thresholds are reached, was R$ 173.5 million in 3Q26, an increase of 77.3% compared to 2Q26. Of this amount, R$ 0.4 million represents the non-reimbursable portion (before the hour threshold is reached) of curtailments classified as REL, R$ 51.3 million relates to Reliability (CNF) curtailments and R$ 121.8 million to Energy Reasons (ENE).

In 9M26, R$ 19.6 million was classified as REL before the threshold was reached and R$ 94.6 million as CNF, totaling 31.9% of the total financial impact of curtailment in the year (R$ 357.5 million). In the same period, curtailments classified as ENE totaled R$ 243.3 million (68.1%).

[1] SIN Curtailment (%) = (Energy Curtailment + Reliability Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation is equal to effective energy generation + energy not produced due to all types of ONS restrictions.
[2] Auren Curtailment (%) = (Energy Curtailment + Reliability Curtailment + Non-Reimbursable Electrical Curtailment) / Potential Generation. Potential Generation is equal to effective energy generation + energy not produced due to all types of ONS restrictions.
[3] Auren Effective Generation (% of P50) = (Effective Generation + Reimbursable Electrical Curtailment) / P50, as per the Wind and Solar sections.
[4] Auren Curtailment = Energy Curtailment + Reliability Curtailment + Non-Reimbursable Electrical Curtailment.

In 3Q26, the modulation strategy generated gains of R$ 58.8 million. Compared to 2Q26 and 3Q25, the result was impacted by the decrease in the short-term price, due to the favorable hydrological scenario. Even so, the gains helped reduce the effects of curtailment, leading to a negative net impact of R$ 114.7 million on the Company's results in the quarter.

In the first nine months of the year, the effect of curtailment net of modulation was R$ 131.0 million, the result of a total curtailment impact of R$ 357.5 million partially offset by total modulation gains of R$ 226.5 million in the period. Despite the 11.0% increase in the curtailment impact compared to the same period of the previous year, the effect of curtailment net of modulation was 33.4% lower than in 9M25, reflecting the greater capture of modulation gains throughout 2026.

Reimbursement of Curtailment

Compensation for Reliability and External Unavailability curtailments below the threshold as of November 2025, as established in Law No. 15,269/2025, is awaiting regulation by ANEEL. For Auren, the maximum compensation for the first nine months of 2026 would be R$ 114.2 million, corresponding to all curtailments classified as CNF and REL before the threshold is reached.

As the process is still under way at ANEEL, any financial effects were not considered in the calculation of the impact of generation curtailments in 3Q26. Considering a scenario of full reimbursement of these amounts, the potential compensation would practically neutralize the impact of curtailment net of modulation in 9M26 (R$ 131.0 million).

Evolution of the Cost of Curtailment

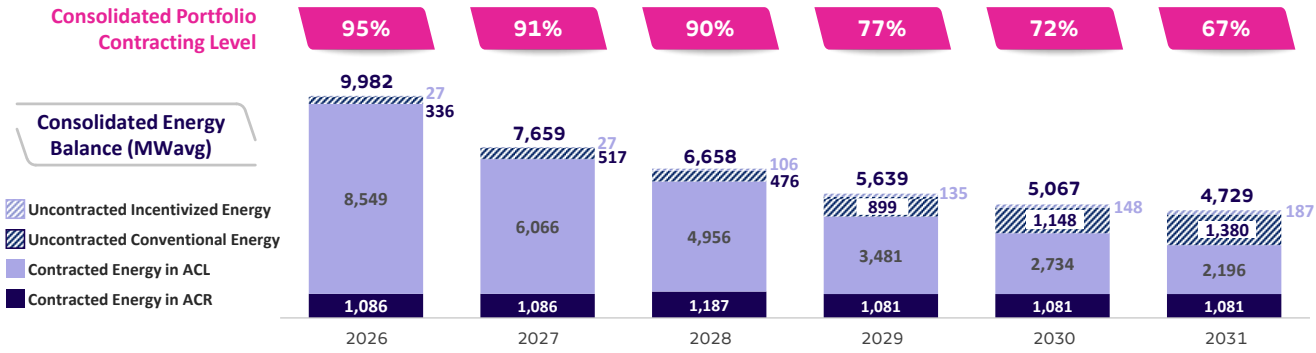
Despite the increase in the volume of curtailed energy, the financial impact of curtailment decreased due to lower energy prices during the hours with the highest concentration of curtailments. Taking wind power as an example, the Company observed curtailment of 22.2% in 3Q26 vs. 18.3%, (+3.9 p.p.) while the financial cost was reduced by R$ 25.8 million (R$ 147.4 million in 3Q26 vs. R$ 173.2 million in 3Q25). This reduction is due to the increase in curtailments for energy reasons (231 MWavg in 3Q26 vs. 191 MWavg in 3Q25), which occur at times of the day when the PLD is lower.

Energy Balance

The Company's Consolidated Energy Balance brings together the Generation and Trading portfolio, including the contracting profile in the Regulated Market (ACR) and the Free Market (ACL).

Consolidated Energy Balance

3Q26 was marked by intense activity at the Trading Company, with traded volume of more than 600 MWavg[1] between energy purchases and sales for 2026. In addition, the Company marginally increased its long position for 2027, through the contracting of 80 MWavg in the trading segment, compared to the 2Q26 Consolidated Balance.



Generation Segment Energy Balance

3Q26 was marked by the execution of short-term operations aimed at adjusting the seasonality of exposures, with no material impact on the contracting level of the long-term portfolio, namely: (i) a swap operation of 10 MWavg of conventional energy carried out for the 2026-2028 three-year period, and (ii) a sale of 8 MWavg of incentivized energy in 2028.

[1] On an annualized basis.

Energy Balance of Auren's Generation Portfolio

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Own Resources (A)	**3,577**	**3,777**	**3,777**	**3,777**	**3,777**	**3,777**
Hydro Firm Energy[1]	1,888	2,027	2,027	2,027	2,027	2,027
Wind Firm Energy[2,3]	1,455	1,516	1,516	1,516	1,516	1,516
Solar Firm Energy	234	234	234	234	234	234
Purchases for resale (B)	**963**	**606**	**495**	**320**	**320**	**314**
Conventional	445	290	181	6	6	0
Incentivized	517	317	314	314	314	314
Total Resources (C = A+B)	**4,539**	**4,383**	**4,272**	**4,097**	**4,097**	**4,091**
Sales in the ACR (D)	**1,086**	**1,086**	**1,187**	**1,081**	**1,081**	**1,080**
Hydro	235	235	336	230	230	230
Wind	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
Sales in the ACL (E)	**3,090**	**2,754**	**2,504**	**1,982**	**1,720**	**1,444**
Hydro[4]	2,258	1,939	1,689	1,167	905	670
Wind	677	671	671	671	671	671
Solar	156	144	144	144	144	102
Total Sales (F = D+E)	**4,177**	**3,840**	**3,691**	**3,063**	**2,801**	**2,524**
Generation Balance (C - F)	**363**	**544**	**582**	**1,034**	**1,296**	**1,567**
Conventional	336	517	476	899	1,148	1,380
Incentivized	27	27	106	135	148	187

Prices (R$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Average Sale Price[4]	**195**	**213**	**212**	**217**	**223**	**228**
ACR	**277**	**286**	**285**	**287**	**287**	**287**
Hydro	313	322	306	326	326	326
Wind	260	269	269	269	269	269
Solar	356	369	369	369	369	369
ACL	**166**	**184**	**177**	**179**	**183**	**185**
Hydro	151	171	159	158	159	161
Wind	206	216	215	211	212	205
Solar[5]	220	209	205	204	200	202
Average Purchase Price[6]	**192**	**209**	**195**	**188**	**188**	**176**
Conventional	179	217	194	145	145	0
Incentivized	204	202	196	189	189	176

[1] The amounts consider: (a) Firm Energy of owned assets net of the MRE adjustment factor (GSF) only for the period realized through September 30, 2026 - for the other periods, the GSF is equal to 1; (b) does not include the resources of Paraibuna HPP; (c) 3% losses on assets connected to the basic grid; (d) exposure for the period realized through September 30, 2026 fully settled at the PLD; and (e) Firm Energy subject to GSF of 1,782 until 2028, with protection for 230 MW of Porto Primavera HPP - in return, the Company pays a monthly premium of R$ 17.32/MWh. Base date: January 01, 2026 .

[2] Considers 50% of the Firm Energy of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Operações and Unipar Carbocloro S.A. This effect also influences the average purchase price for resale and average selling price lines for the periods.

[3] Considers the start of operations of the Cajuína 3 complex as of January 2027, adding 63 MWavg of projected Firm Energy.

[4] The hydro segment's sales balance in the ACL includes part of the sale of incentivized energy because Auren Operações is classified in the hydro segment but also enters into contracts for wind assets.

[5] The equivalent price of the self-production lease contract is net of PIS, COFINS and ISS.

[6] The amounts considered are net of PIS and COFINS. They include the entire ACR and ACL in the average selling price and only the ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Base date: October 01, 2026. Dollar rate considered: R$ 5.18/USD. The Company's energy contracts are mostly adjusted by the Broad National Consumer Price Index (IPCA).

Trading Segment Energy Balance

The following table presents the Trading Company's Energy Balance, together with the trading margin for 2026 and 2027. The amounts disclosed take into account the volume traded by the energy trading companies, namely Auren Comercializadora, Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

Energy Balance of Auren's Trading Portfolio

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Purchases (A)	5,442	3,275	2,386	1,542	970	638
Sales[1] (B)	5,459	3,312	2,452	1,499	1,014	752
Contractual Margin[2] (R$/MWh)	***3.7***	***3.0***	**-**	**-**	**-**	**-**
Trading Balance (A - B)	**(17)**	**(37)**	**(66)**	**43**	**(44)**	**(114)**
Auren Consolidated Balance[3]	**346**	**506**	**515**	**1,076**	**1,252**	**1,453**

When analyzing the contractual margin of the trading portfolio, it is important to consider the calculation as indicated in our Modeling Guide. The annualized short position of 17 MWavg for 2026, for example, should be valued at fourth-quarter energy prices.

In 3Q26, portfolio management was marked by the following moves:

a) Reduction of the 2026 short exposure by 79 MWavg, in line with the strategy the Company has been adopting since 1Q26, which consists of progressively closing the position throughout the year in line with its view of declining energy prices.

b) Reduction of the short exposure for 2027 by 80 MWavg with the aim of bringing the Energy Balance closer to a neutral position, while we continue to assess market behavior and seek opportunities. The Company adopted a more conservative strategy in view of uncertainties regarding the impacts of El Niño, the performance of the wet season in the SE/CW submarket and the window of declining energy prices observed in the quarter.

Minority Interests Energy Balance

The energy balance information is presented at the consolidated level of the holding companies CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado, in which the Company holds Minority Interests.

Energy Balance of Hydro Assets with Minority Interests[4]

Volume (MWavg)	2026	2027	2028	2029	2030
Firm Energy of the assets (a)	234	256	256	244	244
Purchases (b)	55	5	4	4	4
Resources (c) = (a)+(b)	**289**	**261**	**260**	**248**	**248**
Sales in the ACL (d)	278	256	256	244	244
Requirements (e)	**278**	**256**	**256**	**244**	**244**
Energy Balance (f) = (c) – (e)	**11**	**5**	**4**	**4**	**4**

Analyzing the 3Q26 Energy Balance, there was a change of 16 MWavg in the Firm Energy of the assets for 2026, resulting from the impact of the GSF realized in the period.

The Energy Balance of Minority Interests presents only the energy purchase and sale transactions with the market, and excludes the intercompany contracts between the hydro assets and the sub-holdings (Pollarix, Pinheiro Machado and CBA Energia).

[1] Considers the contracts formalized in the ACR and ACL.
[2] The contractual margin is calculated as the difference between the revenue and the expense of the formalized contracts divided by the sales amount. Does not consider the valuation of future exposure. Base date: October 01, 2026. Dollar rate considered: R$ 5.18/USD.
[3] The Consolidated Energy Balance considers both segments (Generation and Trading).
[4] Notes: (i) The firm energy of the assets net of the realized MRE adjustment factor (GSF); (ii) Firm energies are net of internal and basic grid losses of 3%; (iii) Firm energy is subject to hydrological risk (GSF); (iv) They consider the resources (firm energy and purchase contracts) and requirements (sales) equivalent to Auren's economic interest in the assets in which Auren holds a minority interest (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado).

Financial Performance

Consolidated Financial Performance

The results presented herein include, in addition to the Generation and Trading segments, the Holding & Pipeline segment and the eliminations between segments. The equity income result comprises the assets not controlled by the Company: (i) Auren's Minority Interests in hydro assets, detailed in the "Auren's Minority Interests Energy Balance" section, in the Energy Balance chapter, in addition to (ii) the 50% interest in the joint venture between the Tucano wind complex and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which recorded EBITDA[1] of R$ 11.9 million in 3Q26. More information in Explanatory Note 10 of the Quarterly Financial Information.

Results for the Period

R$ million	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Gross Revenue	**3,748.3**	**4,014.7**	**-6.6%**	**10,729.0**	**10,755.5**	**-0.2%**
Deductions from Gross Revenue	445.7	477.3	-6.6%	1,296.3	1,380.3	-6.1%
Net Revenue	**3,302.6**	**3,537.4**	**-6.6%**	**9,432.7**	**9,375.2**	**0.6%**
Energy Purchase Costs	(1,723.3)	(2,363.1)	-27.1%	(5,290.3)	(5,236.4)	1.0%
Electric Grid Usage Charges	(185.6)	(180.6)	2.7%	(550.9)	(537.9)	2.4%
Net Margin	**1,393.8**	**993.6**	**40.3%**	**3,591.5**	**3,601.0**	**-0.3%**
Net Margin	*42.2%*	*28.1%*	*14.1 p.p.*	*38.1%*	*38.4%*	*-0.3 p.p.*
Costs and Expenses (PMSO)	**(316.8)**	**(335.7)**	**-5.6%**	**(944.9)**	**(929.1)**	**1.7%**
Other Operating Results (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%**
Mark-to-Market of Energy Futures Contracts (ORO)	(43.0)	(13.9)	209.0%	366.3	111.5	228.5%
Dividends from Minority Interests[2]	78.0	98.9	-21.1%	277.6	252.7	9.9%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives (PMSO)	-	13.0	n.a.	(0.1)	29.5	n.a.
Provision/(Reversal) for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	117.2	7.3	n.a.	182.3	(16.4)	n.a.
Write-off of Property, Plant and Equipment and Intangible Assets (ORO)	-	3.1	n.a.	-	19.5	n.a.
Other Adjustments	-	-	n.a.	-	3.1	n.a.
Adjusted EBITDA	**1,185.6**	**772.7**	**53.4%**	**2,970.4**	**2,958.6**	**0.4%**
Adjusted EBITDA Margin	35.9%	21.8%	14.1 p.p.	31.5%	31.6%	-0.1 p.p.
Depreciation and Amortization	(463.3)	(465.6)	-0.5%	(1,395.6)	(1,445.5)	-3.5%
Equity Income	52.5	58.2	-9.7%	163.6	145.1	12.8%
Net Financial Result	(433.7)	(625.3)	-30.6%	(1,755.7)	(2,001.9)	-12.3%
EBT	**188.9**	**(368.3)**	**n.a.**	**(843.4)**	**(743.4)**	**13.4%**
Taxes (IR/CSLL)	(38.5)	(35.4)	8.8%	13.1	(169.1)	n.a.
Net Income	**150.4**	**(403.7)**	**n.a.**	**(830.3)**	**(912.6)**	**-9.0%**

Net Margin

Net Margin, which is Net Revenue less Electricity Purchase Costs and Sector Charges, totaled R$ 1,393.8 million in 3Q26, an increase of 40.3% (R$ 400.2 million) compared to 3Q25 (R$ 993.6 million), due to the recognition, in the amount of R$ 357.1 million, of the financial compensation for generation curtailments due to External Unavailability (REL) and Reliability (CNF) in the period between September 2023 and November 2025, as detailed in the Other Relevant Information section. Excluding this impact, Net Margin would have been R$ 1,036.7 million, an increase of 4.3% (R$ 43.1 million) compared to 3Q25.

[1] Considering the proportional interest of Auren Operações in the joint venture.
[2] Dividends from Minority Interests include dividends received from interests in hydro assets and from Tucano Holding III, a joint venture between Auren Operações and Unipar.

The effects that influenced the result were concentrated mainly in the Trading Company, notably the increase in the trading margin (+R$ 113.3 million vs. 3Q25).

In the Generation portfolio, the main effects were the 13.5% reduction in the volume generated by the wind farms due to lower wind resource (R$ 75.5 million) and the lower prices of the hydro plants' ACL contracts this quarter (R$ 65.0 million), in line with the reduction in the average sale price between 2025 and 2026 shown in the Energy Balance, partially offset by the higher energy allocated due to the better GSF (R$ 42.1 million).

Compared to the 2Q26 Net Margin (R$ 1,079.4 million), there was a reduction of 4.0% (R$ 42.7 million) in 3Q26, mainly explained by the higher curtailment observed in the third quarter due to the seasonality of the wind assets (curtailments of 365.9 MWavg in 3Q26 vs. 166.2 MWavg in 2Q26), partially offset by the decline in prices and the strong result of the Trading Company.

Costs and Expenses (PMSO)

Operating Costs and Expenses and General and Administrative Expenses (PMSO), including growth initiatives and non-recurring items, totaled R$ 316.8 million in 3Q26, a reduction of R$ 18.9 million (-5.6%) compared to the same quarter of the previous year (R$ 335.7 million) and in line with the amount observed in 2Q26 (R$ 316.5 million).

Costs and Expenses (Consolidated PMSO)

R$ million	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Personnel (P)	127.3	118.8	7.1%	363.7	346.0	5.1%
Materials and Third-Party Services (MS)	144.6	157.2	-8.0%	429.0	441.4	-2.8%
Others (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%**

The change between periods is explained by:

a) **Personnel (P):** personnel costs and expenses totaled R$ 127.3 million in 3Q26, a nominal increase of 7.1% compared to the same period of 2025 (R$ 118.8 million), mainly explained by higher provisions for short-term bonuses (R$ 5.6 million) and by the remeasurement of the Long-Term Incentive (LTI) estimates for the Company's management (R$ 5.8 million). Personnel expenses remained stable compared to 2Q26 (R$ 125.3 million).

b) **Materials and Third-Party Services (MS):** materials and services costs totaled R$ 144.6 million in 3Q26, a reduction of 8.0% compared to the amount recorded in 3Q25 (R$ 157.2 million), due to initiatives of the Zero-Based Budget (ZBB) program and non-recurring expenses associated with the integration of AES Brasil incurred in 3Q25 (R$ 10.6 million). Compared to 2Q26 (R$ 138.1 million), there was an increase of R$ 6.4 million, reflecting timing mismatches between periods.

c) **Others (O):** R$ 45.0 million in 3Q26, a reduction of 24.6% compared to 3Q25 (R$ 59.6 million). The change is mainly due to lower insurance expenses resulting from the renegotiation of policies (R$ 5.1 million) and to timing mismatches between quarters (R$ 9.2 million). Compared to 2Q26 (R$ 53.1 million), there was again the effect of timing mismatches.

Other Operating Results

The Other Operating Results (ORO) line totaled an expense of R$ 43.6 million in 3Q26 versus income of R$ 6.3 million in 3Q25. The change is mainly explained by the negative effect of the litigation provision recorded in the quarter (R$ 109.8 million) resulting from the periodic update of loss estimates for lawsuits classified as probable, partially offset by the positive effects of (i) the mark-to-market of energy futures contracts (R$ 29.1 million), and (ii) the partial reversal of the *earn-out* provision associated with the Trading Company ecosystem (R$ 14.2 million).

Adjusted EBITDA

Auren recorded Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million in 3Q26. Excluding the recognition of the Past Curtailment Compensation, the Company reached Adjusted EBITDA of R$ 828.5 million in the quarter, an increase of 7.2% or R$ 55.9 million compared to the same period of the previous year. The increase is mainly explained by the better result of the Trading Company. Compared to 2Q26, there was a reduction of 3.5%, or R$ 30.3 million. These changes result from the effects detailed in the sections above on Net Margin and Costs and Expenses.

Dividends declared by Auren's Minority Interests in 3Q26 amounted to R$ 78.0 million vs. R$ 98.9 million in 3Q25, fully associated with the Minority Interests in hydro plants, in line with the strategy of linearizing dividend payments throughout the year.

Financial Result

Consolidated Financial Result

R$ million	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
Financial Income	175.6	237.3	-26.0%	609.0	719.2	-15.3%
Financial Expenses[1]	(609.3)	(862.6)	-29.4%	(2,364.7)	(2,721.1)	-13.1%
Net Financial Result	**(433.7)**	**(625.3)**	**-30.6%**	**(1,755.7)**	**(2,001.9)**	**-12.3%**

The net financial result was an expense of R$ 433.7 million in 3Q26 compared to an expense of R$ 625.3 million in the same period of 2025.

a) **Financial Income**: R$ 175.6 million in 3Q26 compared to income of R$ 237.3 million in 3Q25, mainly due to lower yields on financial investments as a result of the lower liquidity balance (R$ 4.7 billion in September 2026 vs. R$ 6.1 billion in September 2025). In addition, there was a positive impact of R$ 13.7 million from the monetary adjustment of the recognition of the Past Curtailment Compensation.

b) **Financial Expenses:** R$ 609.3 million in 3Q26, compared to an expense of R$ 862.6 million in 3Q25. The decrease of R$ 253.2 million is mainly due to (i) the R$ 127.7 million reduction in interest and monetary adjustment expenses as a result of the Company's lower gross debt, which went from R$ 24.8 billion in 3Q25 to R$ 23.3 billion in 3Q26; and (ii) funding costs associated with the 2nd and 3rd Debenture Issuances of Auren Operações, in the amount of R$ 103.2 million, recognized directly in the 3Q25 financial result, since the debentures were classified as financial instruments measured at fair value.

Compared to 2Q26 (R$ 732.1 million), there was a change of 40.8% (R$ 298.4 million) in the net financial result, mainly due to the reduction in monetary adjustment expenses (R$ 290.3 million) as a result of the decrease in the IPCA observed in the periods (-0.1% in 3Q26 vs. 2.1% in 2Q26).

Net Income

Consolidated Net Income

R$ million	3Q26	3Q25	Chg.	9M26	9M25	Chg.
EBITDA	**1,033.4**	**664.3**	**55.6%**	**2,144.3**	**2,558.8**	**-16.2%**
Depreciation and Amortization	(463.3)	(465.6)	-0.5%	(1,395.6)	(1,445.5)	-3.5%
Equity Income	52.5	58.2	-9.7%	163.6	145.1	12.8%
Net Financial Result	(433.7)	(625.3)	-30.6%	(1,755.7)	(2,001.9)	-12.3%
Taxes (IR/CSLL)	(38.5)	(35.4)	8.8%	13.1	(169.1)	n.a.
Net Income	**150.4**	**(403.7)**	**n.a.**	**(830.3)**	**(912.6)**	**-9.0%**

As a result of the factors mentioned above, combined with the changes in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded net income of R$ 150.4 million in 3Q26 versus a net loss of R$ 403.7 million in 3Q25. The main changes are detailed below.

a) **EBITDA:** consolidated EBITDA of R$ 1,033.4 million in 3Q26 versus R$ 664.3 million in 3Q25, an increase of R$ 369.1 million, mainly due to the recognition of the Past Curtailment Compensation in the amount of R$ 357.1 million, as detailed above.

b) **Depreciation/Amortization:** expense of R$ 463.3 million in 3Q26, in line with the amounts observed in 3Q25 (R$ 465.6 million) and in 2Q26 (R$ 465.4 million).

c) **Income Tax and Social Contribution (IR/CSLL):** expense of R$ 38.5 million in 3Q26, substantially generated by the IR/CSLL paid by the renewable assets under the Presumed Profit regime and by the tax loss arising from financial expenses calculated in companies without the recognition of deferred tax assets.

d) **Equity Income:** income of R$ 52.5 million in 3Q26, R$ 5.7 million lower than the amount observed in 3Q25 (R$ 58.2 million).

[1] For comparability purposes, we note that the fair value effects of loans, financing, debentures and derivative financial instruments are presented net in the financial expenses line, differing from the criteria applied in the financial statements.

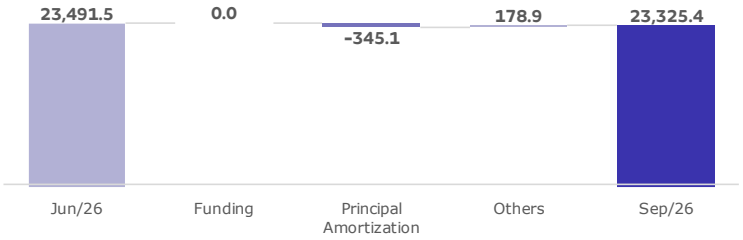
Indebtedness

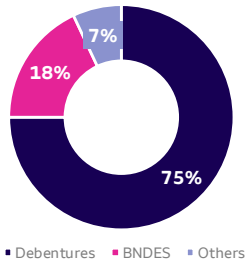
On September 30, 2026, Auren's consolidated gross debt totaled R$ 23.3 billion, a reduction of R$ 1.5 billion, or 6.1%, compared to September 2025. Compared to June 30, 2026, gross debt decreased by R$ 166.1 million, or 0.7%. In the quarter, extraordinary amortizations of the 1st series of the 9th Debenture Issuance of Auren Operações (TIET19) were made, totaling R$ 207 million (principal).

At the end of the period, leverage, measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA ratio, reached 4.7x, versus 5.3x on June 30, 2026 and 4.9x on September 30, 2025. The 0.6x reduction compared to the last quarter reflected both the R$ 412.9 million increase in LTM Adjusted EBITDA and the R$ 245.6 million decrease in net debt.

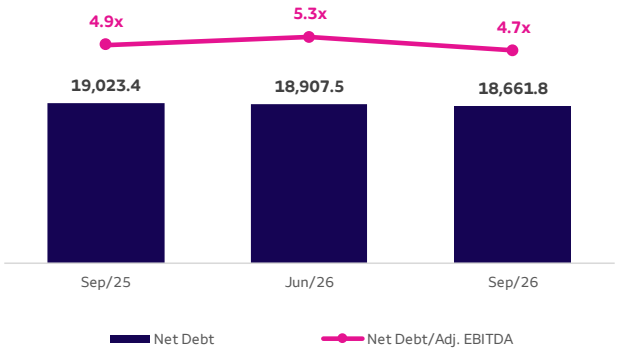
At the end of 3Q26, the Company had a liquidity position of R$ 4.7 billion and an average debt maturity of 6.6 years, with a balanced amortization profile and no relevant concentrations of maturities. The average cost of gross debt was CDI-2.1% per year.

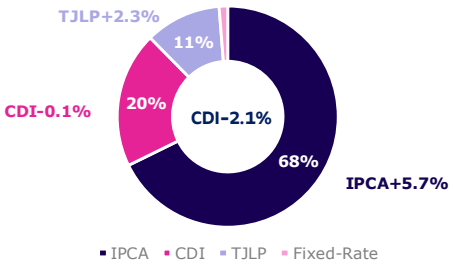
Change (R$ million) and Pro Forma Gross Debt Profile





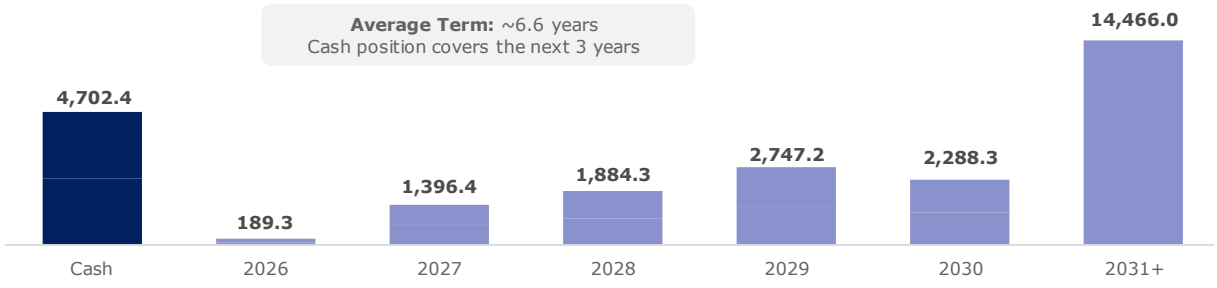
Net Debt (R$ million), Leverage and Net Debt Profile





In addition, approximately 68% of net debt remains indexed to the IPCA, the same index that adjusts the Company's energy sale contracts, partially mitigating the Company's exposure to inflation fluctuations, while only 20% of net indebtedness is linked to the CDI. As shown in the chart below, the liability management initiatives implemented throughout 2025 contributed to a more balanced maturity profile with no relevant concentrations of amortizations.

Gross Debt Principal Amortization Schedule (R$ million)



[1] Others comprise interest incurred and paid, monetary restatement and the change in deferred balances.

Indebtedness

R$ million	Sep/26	Sep/25	Chg.	Jun/26	Chg.
Gross Debt	**23,325.4**	**24,828.9**	**-6.1%**	**23,491.5**	**-0.7%**
Derivative Financial Instruments[1]	(123.5)	90.7	n.a.	(6.9)	n.a.
Leases	162.4	166.0	-2.2%	162.7	-0.2%
Adjusted Gross Debt[2]	**23,364.2**	**25,085.6**	**-6.9%**	**23,647.3**	**-1.2%**
Liquidity[3]	4,702.4	6,062.2	-22.4%	4,739.9	-0.8%
Net Debt	**18,661.8**	**19,023.4**	**-1.9%**	**18,907.5**	**-1.3%**
Adjusted EBITDA	3,980.1	3,848.4	3.4%	3,567.2	11.6%
Net Debt/Adjusted EBITDA	**4.7x**	**4.9x**	**-0.2x**	**5.3x**	**-0.6x**

Financial Covenants – Auren Operações

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

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

Ratings

At the end of 3Q26, Auren maintained its corporate ratings at the highest level of the national scale (AAA) from Fitch Ratings and Moody's. Moody's maintained a stable outlook, while Fitch kept a negative outlook, following the review carried out in July 2026. Maintaining the ratings at the highest level of the national scale reinforces the Company's high credit quality, its ability to honor its financial commitments and the soundness of its financial fundamentals.

[1] Considers the Mark-to-Market of financial derivatives, except those linked to energy purchase and sale operations.
[2] Considers loans, financing and debentures, net of the related derivative transactions.
[3] Cash, cash equivalents, financial investments, liquidity fund (reserve account).

Net Debt Change

R$ million	3Q26	3Q25	Chg.
Gross Debt – Opening Position (2Q)	**23,491.5**	**24,503.5**	**(1,012.0)**
Derivative Financial Instruments and Leases – Opening Position (2Q)	(155.8)	(155.5)	(0.3)
Cash + Liquidity Fund + Financial Investments – Opening Position (2Q)	4,739.9	5,910.8	(1,170.9)
Net Debt – Opening Position (2Q) (A)	**18,907.5**	**18,748.2**	**159.3**
Adjusted EBITDA	**1,185.6**	**772.7**	**412.9**
Reimbursement Provision	228.4	171.9	56.5
Reimbursement Payment	-	(133.5)	133.5
Past Curtailment Compensation	(357.1)	-	(357.1)
Working Capital	(223.9)	(199.4)	(24.5)
Taxes (IR/CSLL) Paid	(67.3)	(42.7)	(24.6)
Sustaining Capex	(78.0)	(77.2)	(0.8)
Yield on Cash + Liquidity Fund + Financial Investments	153.6	220.1	(66.5)
Interest Paid on Debt and Derivatives	(480.5)	(499.1)	18.6
Provision for Dividends from Interests	(78.0)	(98.9)	20.9
Receipt of Dividends from Interests	110.9	89.1	21.8
Payment of Dividends to Minority Shareholders[1]	(62.2)	(89.3)	27.1
Change in Cash and Cash Equivalents (B)	**331.5**	**113.6**	**217.9**
Capitalized Interest on Debt and Derivatives	(68.4)	227.6	(296.0)
Amortization of Issuance Costs	12.8	133.2	(120.4)
Fair Value Adjustment of Debt and Derivatives	116.2	(74.5)	190.7
Lease Provision	(0.3)	6.9	(7.1)
Non-Cash Changes (C)	**60.3**	**293.2**	**(232.9)**
Net Debt Change Excluding Expansion (D) = (C) – (B)	**(271.3)**	**179.5**	**(450.8)**
Expansion Capex (E)	(25.6)	(95.8)	70.2
Net Debt Change Including Expansion (F) = (D) – (E)	**(245.6)**	**275.3**	**(521.0)**
Net Debt – Closing Position (3Q) (G) = (A) + (F)	**18,661.8**	**19,023.4**	**(361.6)**
Derivative Financial Instruments and Leases – Closing Position (3Q)	(38.8)	(256.8)	218.0
Cash + Liquidity Fund + Financial Investments – Closing Position (3Q)	4,702.4	6,062.3	(1,359.9)
Gross Debt – Closing Position (3Q)	**23,325.4**	**24,828.9**	**(1,503.5)**

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

a) **Reimbursement:** provision of R$ 228.4 million in 3Q26 vs. R$ 171.9 million in 3Q25, due to lower generation from the wind assets. In the quarter, there was no reimbursement payment, due to the suspension of repayments as a result of the regulatory discussions on curtailment.

Recognition, in 3Q26, of a net amount of R$ 357.1 million as Past Curtailment Compensation, of which R$ 190.5 million refers to the portion of ACR contracts and R$ 166.6 million refers to the portion of ACL contracts of the wind and solar sources.

b) **Capex Sustaining*:*** Capex expense of R$ 78.0 million in 3Q26 related to the maintenance of the Company's hydro, wind and solar assets.

c) **Yield on Cash, Liquidity Fund and Financial Investments:** reduction of R$ 66.5 million in financial yields, due to the reduction in Liquidity (R$ 4.7 billion in June 2026 vs. R$ 5.9 billion in June 2025).

d) **Dividends:** (i) provision for dividends declared by the Minority Interests in HPPs in the quarter (R$ 78.0 million in 3Q26 vs. R$ 98.9 million in 3Q25) and an increase of R$ 21.8 million in the amount of dividends

[1] Includes the minority shareholders of Guaimbê Holding, Veleiros Holding and Potengi Holding .

received from the Minority Interests in HPPs compared to the same period of the previous year, due to the change in the dividend policies and recognition regimes carried out in 2025, and (ii) payment of dividends relating to Itaú's interest in Guaimbê Holding (R$ 62.2 million).

e) Working Capital: working capital in 3Q26 (R$ 223.9 million) was mainly influenced by timing differences between the accounting recognition of revenues and expenses and their respective cash effects.

f) Interest Paid: R$ 480.5 million in 3Q26, in line with the amount paid in the same period of the previous year (R$ 499.1 million), mainly due to the liability management strategy whose implementation was completed during 3Q25.

g) Project Capex: the expansion-related Capex expense in 3Q26, of R$ 25.6 million, refers mostly to the implementation of the Cajuína 3 project. Through September 30, 2026, R$ 632.3 million had already been invested in Cajuína 3, approximately 85% of the projected Capex.

Income Statement by Segment

The table below presents the Income Statement of each segment, Generation, Trading and Holding, detailing the eliminations required to obtain the consolidated result for the period.

Quarterly Income Statement by Segment and Consolidated – 3Q26

R$ million	Generation	Trading	Holding	Eliminations	Consolidated
Gross Revenue	**1,989.6**	**2,353.2**	**6.6**	**(601.0)**	**3,748.3**
Deductions from Gross Revenue	(193.9)	(267.3)	(0.6)	16.1	(445.7)
Net Revenue	**1,795.7**	**2,085.8**	**6.0**	**(584.9)**	**3,302.6**
Energy Purchase Costs	(348.9)	(1,959.0)	(0.3)	584.9	(1,723.3)
Electric Grid Usage Charges	(186.1)	-	0.5	-	(185.6)
Net Margin	**1,260.8**	**126.9**	**6.1**	**-**	**1,393.8**
Net Margin	*70.2%*	*6.1%*	*-*	*-*	*42.2%*
Costs and Expenses (PMSO)	**(260.5)**	**(39.3)**	**(17.1)**	**-**	**(316.8)**
Other Operating Results (ORO)	(105.1)	(11.8)	(0.9)	74.3	(43.6)
EBITDA	**895.2**	**75.8**	**(11.9)**	**74.3**	**1,033.4**
Mark-to-Market of Energy Futures Contracts (ORO)	-	31.3	-	(74.3)	(43.0)
Dividends from Minority Interests	78.0	-	-	-	78.0
Provision/(Reversal) for Litigation and Write-off of Judicial Deposits (ORO)	115.1	0.5	1.6	-	117.2
Adjusted EBITDA	**1,088.3**	**107.7**	**(10.3)**	**-**	**1,185.6**
Adjusted EBITDA Margin	*60.6%*	*5.2%*	*-*	*-*	35.9%
Depreciation and Amortization	(441.6)	(4.5)	(17.2)	-	(463.3)
Equity Income	52.4	0.1	-	(0.0)	52.5
Net Financial Result	(343.9)	11.6	(101.3)	-	(433.7)
EBT	**162.0**	**83.0**	**(130.4)**	**74.3**	**188.9**
Taxes (IR/CSLL)	(3.0)	(26.0)	15.7	(25.2)	(38.5)
Net Income	**159.0**	**57.0**	**(114.6)**	**49.0**	**150.4**

Financial Performance of the Generation Segment

Important: *In view of the evolution of the methodology for allocating the Company's expenses among segments and sources, we now report Generation EBITDA broken down into hydro, wind and solar sources and, to assist the market in analyzing the results and to facilitate the visualization and interpretation of the Company's 3Q26 data, the figures relating to the 2025 Financial Information by segment are presented in an unaudited pro forma view, considering the allocation methodology applied to the Company since 01/01/2025, exclusively for comparison purposes.*

Results for the Period

R$ million	3Q26	3Q25 pro forma	Chg.	9M26	9M25 pro forma	Chg.
Gross Revenue	**1,989.6**	**1,798.9**	**10.6%**	**5,845.0**	**5,413.3**	**8.0%**
Deductions from Gross Revenue	(193.9)	(162.8)	19.1%	(580.4)	(559.5)	3.7%
Net Revenue	**1,795.7**	**1,636.1**	**9.8%**	**5,264.6**	**4,853.8**	**8.5%**
Energy Purchase Costs	(348.9)	(475.3)	-26.6%	(1,280.7)	(999.0)	28.2%
Electric Grid Usage Charges	(186.1)	(178.1)	4.5%	(550.4)	(534.8)	2.9%
Net Margin	**1,260.8**	**982.6**	**28.3%**	**3,433.5**	**3,320.0**	**3.4%**
Net Margin	*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%**
Other Operating Results (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%**
Dividends from Minority Interests	78.0	98.9	-21.1%	277.6	252.7	9.9%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	-	7.2	n.a.	-	15.6	n.a.
Recognition/(Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	115.1	7.1	n.a.	179.8	(18.2)	n.a.
Write-off of property, plant and equipment	-	3.1	-100.0%	-	13.2	n.a.
Adjusted EBITDA	**1,088.3**	**817.7**	**33.1%**	**2,967.7**	**2,820.8**	**5.2%**
Hydro	380.8	399.3	-4.6%	1,448.5	1,437.9	0.7%
Wind	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%
Adjusted EBITDA Margin	*60.6%*	*50.0%*	*10.6 p.p.*	*56.4%*	*58.1%*	*-1.7 p.p.*

The **Adjusted EBITDA** of the generation segment totaled R$ 1,088.3 million in 3Q26, R$ 270.6 million (33.1%) higher compared to 3Q25. The change in the period mainly reflects:

a) **Net Margin:** R$ 1,260.8 million in 3Q26, an increase of 28.3% compared to the same period of the previous year (R$ 982.6 million), equivalent to R$ 278.2 million, mainly due to the following impacts on the hydro, wind and solar sources:

- **Hydro Source:** margin reduction of R$ 2.0 million, mainly explained by the lower prices of the hydro plants' ACL contracts between periods (R$ 65.0 million) and the increase in Sector Charges (R$ 8.2 million) due to monetary adjustment, partially offset by the higher energy allocated due to the better GSF (R$ 42.1 million) and higher modulation gains (R$ 19.2 million).

  As highlighted in the 2Q26 Earnings Release, the lower hydro price was already reflected in the Energy Balance disclosed quarterly, as observed in the change in the average selling price of hydro plants in the ACL between 2025 and 2026.

- **Wind Source:** excluding the positive impact of R$ 322.8 million associated with the recognition of the Past Curtailment Compensation, the margin would have shown a negative change of 17.7% (R$ 87.8 million), mainly due to the 13.5% reduction in wind generation as a result of lower wind resource (R$ 75.5 million) and lower modulation gains (R$ 11.6 million), partially offset by the reduction in the financial cost of curtailment (R$ 25.8 million) and by the price adjustment of contracts in the free and regulated markets (R$ 18.0 million).

- **Solar Source:** excluding the positive impact of R$ 34.3 million associated with the recognition of the Past Curtailment Compensation, the margin would have shown a positive change of 17.6% (R$ 10.9 million), mainly due to higher prices of the solar plants' ACL contracts (R$ 21.9 million), partially offset by lower solar resource (R$ 12.4 million).

b) **PMSO:** R$ 260.5 million in 3Q26, a nominal reduction of 5.1% compared to 3Q25, mainly due to lower insurance expenses as a result of the renegotiation of policies (R$ 5.1 million) and initiatives of the Zero-Based Budget (ZBB) program, resulting in efficiency gains and process improvements.

c) **ORO:** expense of R$ 105.1 million in 3Q26 compared to an expense of R$ 6.8 million in 3Q25, due to an additional provision for legal proceedings in the amount of R$ 109.8 million, resulting from the periodic update of the loss estimates for lawsuits classified as probable.

d) **Dividends:** dividends declared by the hydro assets in which the Company holds Minority Interests amounted to R$ 78.0 million in 3Q26, R$ 20.9 million lower than in the same period of the previous year, due to a timing mismatch in 3Q25. Considering the first nine months of the year, declared dividends totaled R$ 277.6 million vs. R$ 252.7 million[1] in the same period of 2025, an increase of 9.9%.

Financial Performance of the Trading Segment

Results for the Period

R$ million	3Q26	3Q25 pro forma	Chg.	9M26	9M25 pro forma	Chg.
Gross Revenue	**2,353.2**	**2,970.8**	**-20.8%**	**6,889.6**	**7,189.7**	**-4.2%**
Deductions from Gross Revenue	267.3	324.5	-17.6%	779.2	861.4	-9.5%
Net Revenue	**2,085.8**	**2,646.3**	**-21.2%**	**6,110.4**	**6,328.3**	**-3.4%**
Energy Purchase Costs	(1,959.0)	(2,632.8)	-25.6%	(5,957.6)	(6,044.3)	-1.4%
Electric Grid Usage Charges	-	(0.0)	n.a.	(0.2)	(0.5)	-50.1%
Net Margin	**126.9**	**13.6**	**n.a.**	**152.6**	**283.5**	**-46.2%**
Net Margin	*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%**
Other Operating Results (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%**
Mark-to-Market of Energy Futures Contracts	31.3	(104.5)	n.a.	(174.0)	(142.9)	21.8%
Provision/(Reversal) for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	0.5	0.0	n.a.	0.6	0.1	n.a.
Other Adjustments	-	-	n.a.	-	3.1	n.a.
Adjusted EBITDA	**107.7**	**(23.9)**	**n.a.**	**66.7**	**190.8**	**-65.1%**
Adjusted EBITDA Margin	*5.2%*	*-0.9%*	*6.1 p.p.*	*1.1%*	*3.0%*	*-1.9 p.p.*

Adjusted EBITDA totaled R$ 107.7 million in 3Q26, compared to a negative Adjusted EBITDA of R$ 23.9 million in 3Q25. The change compared to 3Q25 is mainly explained by:

a) **Net Margin:** increase of R$ 113.3 million compared to 3Q25, mainly explained by the higher trading margin due to the short position in 3Q26, benefiting from the decrease in the PLD (R$ 129.8/MWh in 3Q26 vs. R$ 252.4/MWh in 3Q25 for the SE/CW submarket).

Compared to 2Q26 (R$ 18.0 million), there was an increase of approximately R$ 108.9 million, mainly explained by the trading strategy adopted for 2026, with the progressive closing of the short position, heavily concentrated in the third quarter, combined with the downward trend in energy prices throughout the year.

b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses of the trading segment totaled R$ 39.3 million in 3Q26, compared to R$ 36.3 million in 3Q25. The changes mainly reflect the increase in expenses in the Trading Company's ecosystem (R$ 2.7 million). Compared to 2Q26 (R$ 32.1 million), there was an increase of R$ 7.2 million due to a timing mismatch.

c) **ORO:** expense of R$ 11.8 million, mainly resulting from the mark-to-market of contracts for the sale of future energy, which totaled -R$ 31.3 million in the quarter, partially offset by the reversal of the liability related to the *earn-out* associated with the ecosystem (R$ 14.2 million) and by the receipt of R$ 6.5 million from the judicial reorganization of an independent trading company.

[1] The amount of R$ 252.7 million in 9M25 includes dividends declared by the hydro interests and by Tucano Holding III.

Financial Performance of Minority Interests

In this section, we present a Managerial Income Statement consolidating the financial performance of the hydro assets in which the Company holds Minority Interests. This presentation is managerial, unaudited, and aims to help the market understand the results of these assets, whose balances are recognized under the equity method in the Company's consolidated financial statements. Dividends from these interests are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

In the following table, we highlight the main lines of the combined results of these assets, weighted by Auren's indirect interest, enabling a better understanding of the operations.

Managerial Income Statement of Hydro Assets with Minority Interests[1]

Interests Managerial Income Statement (R$ million at Auren's economic interest)	**3Q26**	**3Q25**	**Chg.**	**9M26**	**9M25**	**Chg.**
Volume of Energy Sold (MWavg)	269	252	6.7%	272	268	1.6%
Net Margin (R$/MWh)	199	215	-7.5%	223	197	13.4%
Net Margin	**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%
Adjusted EBITDA[2]	**111.8**	**113.5**	**-1.5%**	**380.6**	**330.7**	**15.1%**
Depreciation & Amortization	(10.0)	(9.4)	6.3%	(30.0)	(28.2)	**6.3%**
Other Results (Including 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%**
Financial Result	26.4	8.0	230.1%	29.8	14.5	105.7%
EBT	**117.1**	**119.3**	**-1.8%**	**370.5**	**328.4**	**12.8%**
Income Tax and Social Contribution (IR/CSLL)	(35.1)	(29.4)	19.3%	(100.1)	(81.4)	23.0%
Net Income[3]	**82.1**	**89.9**	**-8.7%**	**270.4**	**247.0**	**9.5%**
Declared Dividends	**78.0**	**98.9**	**-21.1%**	**277.6**	**233.3**	**19.0%**

Main highlights of 3Q26:

a) **Net Margin:** R$ 118.1 million in 3Q26, in line with the same period of the previous year (R$ 119.1 million).

b) **PMSO:** operating expenses increased in 3Q26, totaling R$ 6.4 million, compared to R$ 5.6 million recorded in 3Q25, due to a timing mismatch related to insurance expenses (R$ 0.5 million).

c) **Adjusted EBITDA:** R$ 111.8 million in 3Q26, in line with the 3Q25 performance (R$ 113.5 million).

d) **Other Results:** the negative change of R$ 18.2 million between the compared periods is mainly explained by the mark-to-market (MtM) effects of Pollarix's energy contracts. While in 2025 the energy price curve showed an upward trend, in 2026 there was a reduction in future price expectations, resulting in the negative repricing of these positions and, consequently, an unfavorable impact on results.

e) **Financial Result** was positive at R$ 26.4 million in 3Q26, compared to R$ 8.0 million in 3Q25, mainly reflecting the effects of the early payment of the Use of Public Property (UBP) contract at Baesa and Enercan. The recognition of the financial discount associated with the early settlement had a positive impact on the result for the period, partially offset by the monetary restatement of the UBP.

f) **Declared Dividends:** R$ 78.0 million in 3Q26, lower than in the same period of the previous year, due to a timing mismatch in 3Q25. Considering the first nine months of the year, declared dividends totaled R$ 277.6 million vs. R$ 233.3 million in the same period of 2025, an increase of 19.0%.

[1] This section includes only the information related to the minority interests in the hydro assets of the Company. It does not include the dividends received from the asset Tucano Holding III, a joint venture between Auren Operações and Unipar.
[2] Adjusted EBITDA disregards mark-to-market effects.
[3] The Net Income presented can be identified in Explanatory Note 10 of the Financial Statements of Auren Energia, by adding the equity income of the affiliates Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações.

Other Relevant Information

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

As mentioned in the 2Q26 Earnings Release, Ordinance No. 140/2026 was published on July 21, 2026, establishing the guidelines for operationalizing the compensation of costs arising from generation curtailments of the applicable wind and solar photovoltaic plants. The compensation covers curtailments due to reliability and external unavailability for wind and solar photovoltaic plants in the SIN in the period between September 2023 and November 2025.

For Auren, these curtailments correspond to 60% of the curtailments in the period covered by Law No. 15,269/2025, with a net positive impact of R$ 357.1 million on Net Margin and R$ 13.7 million on financial income, considering full compensation.

In 3Q26, the Board of Directors approved the Company's intention to adhere to the conditions set forth in the Ordinance, including the possible execution of the Commitment Agreement. Accordingly, the amounts will undergo a period of challenges by market agents over several stages until the first quarter of 2027. At the end of this period, the amounts to be reimbursed will be established. After these amounts are disclosed, agents may opt for the definitive signing of the Commitment Agreement, on a date to be defined by the MME.

According to the deadlines established by the publication, the document is expected to be signed in the second quarter of 2027, and the financial compensation related to the reimbursements is expected to effectively begin after signing.

The Company awaits ANEEL's regulation of the terms for compensation of curtailments due to reliability and external unavailability from November 2025 onwards, as established in Law No. 15,269/2025.

Accounting Recognition in 3Q26

Recognition, in 3Q26, of a net amount of R$ 357.1 million as Past Curtailment Compensation, of which R$ 190.5 million refers to the portion of contracts in the Regulated Contracting Environment (ACR) and R$ 166.6 million refers to the portion of contracts in the Free Contracting Environment (ACL) of the wind and solar sources, in addition to R$ 13.7 million in financial income.

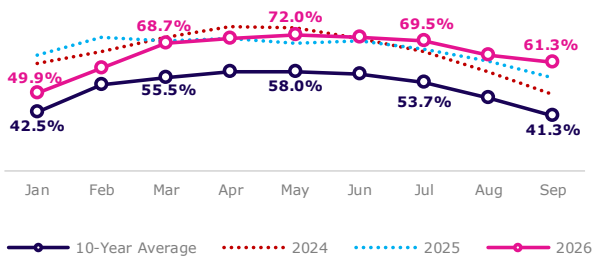
For assets with ACR contracts, recognition was made as net operating revenue, with a corresponding entry in Non-Current Reimbursement Liabilities. For assets with ACL contracts, recognition was made as a cost reduction, with a corresponding entry in Other Non-Current Assets.

Quarter Overview

Auren reports **Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million** in 3Q26, highlighted by the **recognition of R$ 357.1 million** in financial compensation for past curtailment and by the **successful strategy of the Trading Company**, which generated significant gains in the quarter

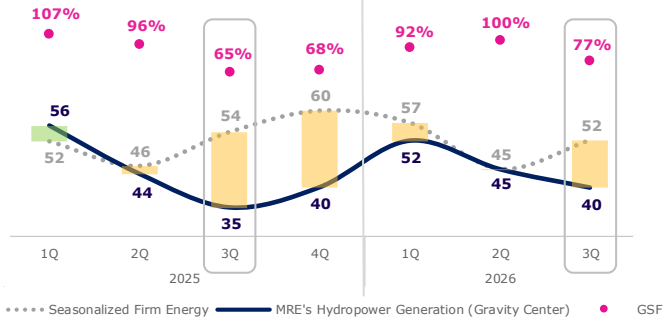
SIN Reservoir Levels

(% of Maximum Stored Energy)



Energy Allocated in the MRE

(GWavg)



Given the **significant improvement in hydrological conditions** in the S and SE/CW subsystems, the pace of reservoir depletion was slower in 3Q26 compared to previous years, ending at 61.3% (+6 p.p. vs. 3Q25).

The **GSF reached 77%** in 3Q26 (+12 p.p. vs. 3Q25), reflecting the combination of **higher hydro generation** (9 p.p.) and **lower allocation of Firm Energy** by MRE participants (3 p.p.).

Wind and Solar Curtailment and Modulation

3Q26 Curtailment	Wind	Solar
SIN Curtailment ex-REL(%)	22.3%	29.9%
Auren Curtailment (%)	22.2%	31.9%
Auren Effective Generation (% of P50)	69.1%	63.2%
Auren Curtailment by Source (R$ million)	147.4	26.1
Consolidated Auren Curtailment (R$ million)	173.5	
(-) Modulation Gains (R$ million)	58.8	
(=) Curtailment Net of Modulation (R$ million)	114.7	

Financial Highlights

Adjusted EBITDA of R$ 1,185.6 million. Excluding Past Curtailment Compensation, Adjusted EBITDA for the quarter totaled R$ 828.5 million (+7.2% vs. 3Q25), influenced by:

- **Wind generation** 13.5% lower vs. 3Q25, due to lower wind resource and a higher volume of curtailed energy.
- **Reduction in the financial cost of curtailment,** mainly for the wind source, due to the lower price level and the increase in curtailments for energy reasons during periods of lower prices.
- **Strong result from the Trading Company**, reflecting the concentration of the *short* position in 3Q26, benefiting from the price decline in the period.

Reduction in leverage (4.7x Net Debt/Adjusted EBITDA) due to the **reduction in net debt** and higher EBITDA over the last 12 months.

Consolidated Energy Balance

