

**1T
25**

Release de Resultados

MAIO
2025

Teleconferência

08 de maio de 2025

(em português com tradução simultânea para o inglês)

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

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

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

Contatos

Relações com Investidores

- **Mateus Ferreira** (VP de Finanças e DRI)
- **Joaquim Spinola** (Diretor Executivo de M&A, Novos Negócios e Relações com Investidores)
- **Luiz Perez** (Gerente Executivo de Relações com Investidores)
- **Larissa Siqueira** (Especialista de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Especialista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2025:

AURE3:

R\$ 7,44

Valor de Mercado:

R\$ 7,8 bilhões

SUMÁRIO

Destaques	4
Carta da Administração	6
Mercado de Energia	8
Desempenho por Unidade de Negócio	13
Geração	13
Participações Minoritárias da Auren	26
Comercialização	28
Desempenho Financeiro Consolidado	31
Temas Regulatórios	38
Informações Relevantes	40

Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1,2 bilhão** no 1T25, **crescimento de 66%** comparado ao 1T24, e **alavancagem de 5,0x** Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses

Importante: A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31 de outubro de 2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais de março 2024 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Energia e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia S.A. e da AES Brasil Energia S.A., divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de março de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos na demonstração de resultados (DRE) para fins de comparabilidade e para uma melhor apresentação.

Primeiro Trimestre Completo como Companhia Combinada: a Auren mantém o foco em prioridades estratégicas centradas em dois objetivos fundamentais: (i) a execução e conclusão bem-sucedida da integração da AES Brasil até o final de 2025, com foco na captura de sinergias e recuperação da disponibilidade dos ativos eólicos incorporados, e (ii) desalavancagem.

- **Evolução da Disponibilidade dos Ativos Adquiridos:** disponibilidade dos ativos eólicos incorporados de 90,7% em março de 2025, um **aumento da disponibilidade média em 11,3 p.p.** comparado ao mesmo período de 2024.
- **Captura de Sinergias:** os ganhos com **sinergias recorrentes em PMSO representaram uma economia de R\$ 56 milhões no 1T25**, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas no trimestre anterior – mais que o dobro do montante divulgado no anúncio da combinação de negócios.
- **Otimização da Estrutura de Capital:** em abril de 2025, a Auren Participações anunciou sua 2ª emissão de debêntures no valor de **R\$ 2,0 bilhões**, com **prazo de 10 anos, custo competitivo de CDI-0,50% a.a. e rating AAA** pela Moody's. Adicionalmente, no mesmo mês, a Auren Energia anunciou a **amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões**, equivalente a 59% do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões, empréstimo ponte emitido pela Companhia para a aquisição da AES Brasil.

Forte Geração de Energia no Trimestre: no 1T25, a produção de energia dos ativos próprios foi de 3,8 GW médios⁽¹⁾, 30,8% superior ao mesmo período de 2024. Destaque para os ativos hidrelétricos próprios da Auren que geraram **2,5 GW médios, 24,2% acima da garantia física** e 23,2% superior ao mesmo período de 2024 e para ativos eólicos que geraram **995 MW médios⁽²⁾**, 41,3% superior ao mesmo período de 2024 e **equivalente a 100,8%** da certificação de geração no percentil 90 (**P90**) e **92,0%** do percentil 50 (**P50**).

Liderança em Comercialização: volume de 4,9 GW médios de energia comercializada no trimestre, com resultados positivos em um cenário com elevada volatilidade de preços e diferenças entre submercados. No 1T25, o segmento gerou **EBITDA ajustado de R\$ 165 milhões**, crescimento de 217,8% comparado ao 1T24.

Resultados Recordes: a Auren registrou maior EBITDA Ajustado de sua história, alcançando **R\$ 1,2 bilhão** no trimestre, **crescimento de 66% em relação ao resultado combinado das empresas no mesmo período do ano anterior**, e lucro líquido de **R\$ 54 milhões**.

Início do Processo de Desalavancagem: **redução da dívida bruta em R\$ 2,2 bilhões** considerando o pré-pagamento de parte do *acquisition finance* em abril de 2025 (dívida bruta de R\$ 24,8 bilhões ante R\$ 27,0 bilhões em dezembro de 2024). A forte agregação de EBITDA da Companhia, resultou em uma alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de **5,0x**, **0,7x inferior em relação a dezembro de 2024 (5,7x)**.

⁽¹⁾ Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa ("REL"), após atingimento da franquia.

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

Destaques Operacionais

Fonte	Geração (MWm)		
	1T25	1T24 proforma	Var.
Hidro	2.571,5	2.087,0	23,2%
Eólica ⁽¹⁾	995,0	704,3	41,3%
Solar ⁽¹⁾	205,3	93,1	120,5%
Total Próprios	3.771,8	2.884,4	30,8%
Participações ⁽²⁾	223,4	399,2	-44,0%
Total Próprios e Participações	3.771,8	2.884,4	30,8%

Fonte Eólica	Disponibilidade		
	1T25	1T24 proforma	Var. (p.p.)
Disponibilidade Média Consolidada	92,0%	83,3%	8,7
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína	94,2%	93,0%	1,2
Disponibilidade Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína	92,0%	90,4%	1,6
Disponibilidade Ativos Incorporados com Tucano e Cajuína	89,9%	77,5%	12,4

Destaques Financeiros

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.	UDM 1T25
Receita Líquida	2.952,3	2.209,4	33,6%	11.993,8
Geração	1.621,0	1.326,2	22,2%	6.383,5
Comercialização	1.787,8	1.205,4	48,3%	7.662,2
Eliminações	(456,5)	(322,2)	41,7%	(2.051,9)
EBITDA Ajustado⁽³⁾	1.205,3	727,6	65,7%	3.787,6
Geração	1.070,1	713,2	50,0%	3.595,2
Comercialização	164,6	51,8	217,8%	314,9
Holding e Pipeline	(29,4)	(37,4)	-21,4%	(122,6)
Margem EBITDA Ajustada	40,8%	32,9%	7,9 p.p.	31,6%
Resultado Líquido	54,0	151,3	-64,3%	(129,9)
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	538,6	292,3	84,3%	2.128,1
Índice de Conversão de Caixa	44,7%	40,2%	4,5 p.p.	56,2%
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	18.961,8	18.919,2	0,2%	18.961,8
Alavancagem⁽⁵⁾	5,0x	5,7x	-0,7x	5,0x

⁽¹⁾ Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa ("REL"), após atingimento da franquia.

⁽²⁾ A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1T24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1T25 foi em linha se comparado à registrada no 1T23, ambas em condições padrões de médias de precipitação no sul do Brasil. A geração foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

⁽³⁾ Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

⁽⁴⁾ Dívida Bruta deduzida de Caixa, Equivalentes de Caixa, Aplicações Financeiras, Fundo de Liquidez (Conta Reserva), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo, exceto derivativos vinculados a contratos de compra e venda de energia) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos.

⁽⁵⁾ Dívida Líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

Carta da Administração

O primeiro trimestre de 2025 representa um importante marco para a Auren, com a divulgação dos primeiros resultados que abrangem um trimestre completo da Companhia combinada após a conclusão da aquisição da AES Brasil. Avancamos na captura de sinergias, aprimoramos nossa eficiência operacional, iniciamos o processo de desalavancagem e estamos preparados e confiantes para gerar valor sustentável aos nossos acionistas. O 1T25 registrou um EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1,2 bilhão, crescimento de 66% em relação ao resultado combinado das empresas no mesmo período do ano anterior, evidenciando de forma clara a força e o potencial de nosso portfólio.

Seguimos focados em duas prioridades estratégicas: concluir de forma eficiente o processo de integração ao longo de 2025 e avançar consistentemente na desalavancagem da Companhia. Desde o anúncio da aquisição da AES Brasil, estruturamos um plano detalhado de integração, com marcos definidos para D1 (01 de novembro de 2024), D100 (09 de fevereiro de 2025) e D365 (31 de outubro de 2025). Já concluímos os marcos de D1 e D100 sem intercorrências. As etapas em andamento incluem a unificação dos centros de operações e centro de serviços compartilhados, a migração da totalidade dos sistemas da AES Brasil para os sistemas da Auren, com destaque para a unificação do SAP, e o fortalecimento da cultura de gestão e eficiência. Com um plano estruturado, garantimos a entrega dos resultados esperados por meio de uma execução disciplinada e eficiente.

Na operação, a Auren continuou avançando de forma significativa na agenda de transformação da gestão dos ativos incorporados ao longo do trimestre, com resultados relevantes já se materializando. A principal ferramenta em implementação nos ativos incorporados é o sistema de gestão de performance, já utilizado nos ativos da Companhia antes da aquisição da AES. A ferramenta permite a captura precisa das informações e o monitoramento contínuo dos aerogeradores em tempo real, trazendo confiabilidade e agilidade na operação dos ativos. Até o final de junho, todos os ativos incorporados já estarão totalmente integrados ao sistema de gestão de performance da Auren. Essas iniciativas estão profundamente enraizadas na cultura da Auren, que busca a excelência operacional através de uma gestão próxima e proativa.

A disponibilidade dos ativos eólicos incorporados atingiu 90,7% em março de 2025, um aumento de 11,3 p.p. quando comparada ao mesmo período de 2024. Em abril, a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados continua avançando conforme o plano, atingindo 91,4%. Vale destacar alguns ativos que apresentaram melhora significativa na disponibilidade e eficiência no período, como o complexo Cajuína, que atingiu uma produção de energia de 248 MW médios, 222% superior em relação à geração do 1T24. Além disso, o índice de disponibilidade temporal média deste complexo foi de 92% no 1T25, superando os 68% registrados no mesmo período do ano anterior. Outros casos de sucesso do trimestre incluem o desempenho de Alto Sertão II, que registrou disponibilidade média de 98% no 1T25, avanço significativo de 5 p.p. em relação ao 1T24 (93%), resultado da execução eficaz do plano de retorno dos aerogeradores indisponíveis por falhas em grandes componentes.

Os ganhos com sinergias recorrentes em PMSO representaram uma economia de R\$ 56 milhões no 1T25, em linha com os R\$ 250 milhões em sinergias anuais mencionadas no trimestre anterior – mais que o dobro do montante anunciado na combinação de negócios. Na frente de integração de sistemas, por exemplo, conseguimos migrar ou descomissionar, até meados de abril, 140 de 179 sistemas utilizados pela AES Brasil, além de compatibilizar quase 60% dos processos da Companhia. Adicionalmente, a Auren também demonstrou rapidez no ajuste do quadro de colaboradores. Com suporte de consultoria especializada, realizamos estudos de dimensionamento e pesagem de posições e buscamos nos posicionar entre as empresas mais eficientes desde o primeiro momento da integração.

Na frente de gestão de capital, em abril, a Auren Participações S.A. fez sua 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 2 bilhões, com prazo de 10 anos e *rating* AAA pela Moody's e custo competitivo, reforçando a qualidade do crédito da Auren e a confiança do mercado na sua solidez financeira. Realizamos o *swap* do custo da emissão de IPCA+7,45% a.a. (equivalente à NTN-B 2035 decrescido de 0,15% a.a.) para CDI-0,50% a.a., com custo final *all-in* próximo à CDI sem *spread*. No mesmo mês, realizamos a amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões, 59% dos R\$ 5,4 bilhões referentes ao empréstimo ponte emitido para a aquisição da AES Brasil. O pré-pagamento parcial contribuiu para a redução da dívida bruta em R\$ 2,2 bilhões, além de resultar no alongamento do prazo médio e redução do custo médio do endividamento, reforçando a bem-sucedida gestão do passivo financeiro da Companhia.

A conclusão da integração com a AES Brasil está prevista para o segundo semestre de 2025, garantindo máxima eficiência na gestão dos custos e despesas e captura adicional de valor. A incorporação de sinergias faz parte da meta global e individual de remuneração variável para todos os colaboradores da Auren em 2025, reforçando o compromisso e engajamento de toda a equipe com os resultados almejados.

Analisando os resultados alcançados no trimestre, o desempenho refletiu uma combinação sólida de fatores estratégicos e operacionais. Entre os principais destaques, vale ressaltar a forte performance operacional dos ativos hidrelétricos e eólicos, a atuação comercial robusta e a gestão eficiente de um portfólio muito próximo do que consideramos como composição ideal. Esses fatores não apenas contribuíram para o EBITDA recorde no período, como também consolidaram os avanços conquistados nos primeiros meses como Companhia combinada.

A produção de energia dos ativos próprios atingiu 3,7 GW médios no trimestre, representando um crescimento de 28% em relação ao mesmo período de 2024. Esse resultado foi impulsionado principalmente pela operação plena de 1,5 GW de

capacidade dos ativos Tucano, Cajuína e Sol de Jaíba, que estiveram em *ramp-up* ao longo de 2024, além do forte desempenho operacional dos segmentos hidrelétrico e eólico.

A geração hidrelétrica atingiu 2,6 GW médios no 1T25, um avanço de 23% frente ao 1T24 (2,1 GW médios) e 24,2% acima da garantia física, favorecida por um cenário hidrológico positivo no início desse ano. Adicionalmente, o deslocamento da produção hidrelétrica (GSF) no trimestre foi de 107%, comparado a 90% mesmo período do ano anterior, contribuindo positivamente para os resultados da Companhia. Já a geração eólica, mesmo em um cenário ainda de disponibilidade inferior a meta de 95% e com *curtailment* ao redor de 8,3%, totalizou 995 MW médios no trimestre, equivalente a 101% da expectativa de geração certificada no percentil (P90) e 92% do percentil 50 (P50). Esse desempenho já reflete os efeitos positivos da nova gestão sobre os ativos adquiridos, além do elevado recurso eólico registrado no período.

O EBITDA Ajustado consolidado da Companhia atingiu R\$ 1,2 bilhão, sendo R\$ 1,1 bilhão proveniente do segmento de geração – um crescimento de 50% em relação ao mesmo trimestre no ano anterior, impulsionado principalmente pelo maior volume de energia produzida. Já o EBITDA Ajustado de comercialização totalizou R\$ 165 milhões no trimestre, refletindo a solidez das estratégias adotadas.

Após a incorporação dos ativos provenientes da AES Brasil, a Auren opera um portfólio robusto, equilibrado e diversificado em termos de fontes de geração e localização geográfica. Esse portfólio, combinado à atuação estratégica da maior comercializadora do país – que se destaca por sua inteligência de mercado – reforça a resiliência operacional da Companhia e contribui de forma eficaz para a mitigação dos riscos, além de gerar resultados positivos. Essa estratégia se traduziu em resultados concretos no 1T25, proporcionando ganhos de R\$ 60 milhões com a atuação preventiva da comercializadora para mitigar riscos e explorar oportunidades relacionadas a eventuais diferenças de preços entre submercados no trimestre. Além disso, foram realizados R\$ 18 milhões de ganhos relacionados à modulação horária, impulsionados pela composição estratégica do portfólio, que combina fontes com perfis de geração complementares que possibilitam uma entrega de energia mais constante ao longo do dia, otimizando a alocação nos períodos de maior preço. Esses resultados consolidam a excelência operacional da Companhia, que, somada a sua gestão eficiente de custos e sua robustez financeira, sustenta um modelo de negócios resiliente e orientado à captura de oportunidades e à geração de resultados consistentes.

Por fim, a forte agregação de EBITDA da Companhia, resultou em uma alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, de 5,0x – uma redução de 0,7x em relação a dezembro de 2024 (5,7x). Essa melhora confirma a robustez da geração de caixa da Companhia e reforça nosso compromisso com a eficiência financeira, marcando o início da trajetória de desalavancagem da Companhia.

Agradecemos a confiança e o apoio contínuo de nossos colaboradores, acionistas e parceiros. Seguimos comprometidos com a criação de valor sustentável e a consolidação da nossa posição de liderança no setor elétrico brasileiro.

Fabio Zanfalice
Diretor Presidente

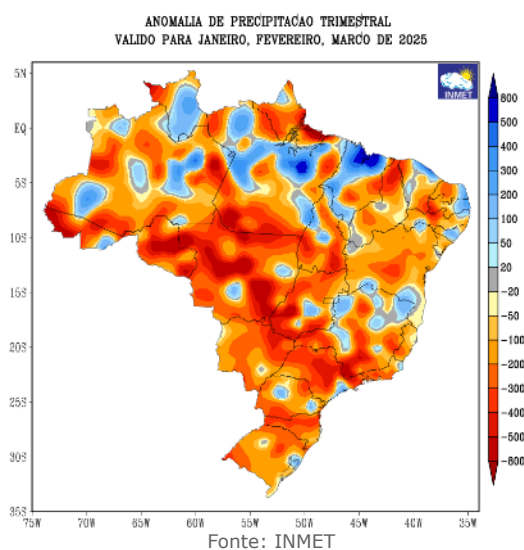
Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

Sob o aspecto hidrológico, os três primeiros meses do ano representam o período úmido para as bacias hidrográficas das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país, onde ocorrem os maiores índices pluviométricos e, por consequência, a elevação da afluência aos reservatórios e recuperação do nível de armazenamento das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional - SIN.

O início do ano de 2025 foi marcado por precipitações acima da média no extremo Norte e em parte da região Nordeste. No entanto, a partir de meados de fevereiro, o estabelecimento de um sistema de alta pressão, localizado no Atlântico Sul, impediu o estabelecimento do canal de umidade responsável pela formação da Zona de Convergência do Atlântico Sul – SACZ, reduzindo as precipitações e o volume de Energia Natural Afluente (ENA) nestas regiões, especialmente, no mês de março.

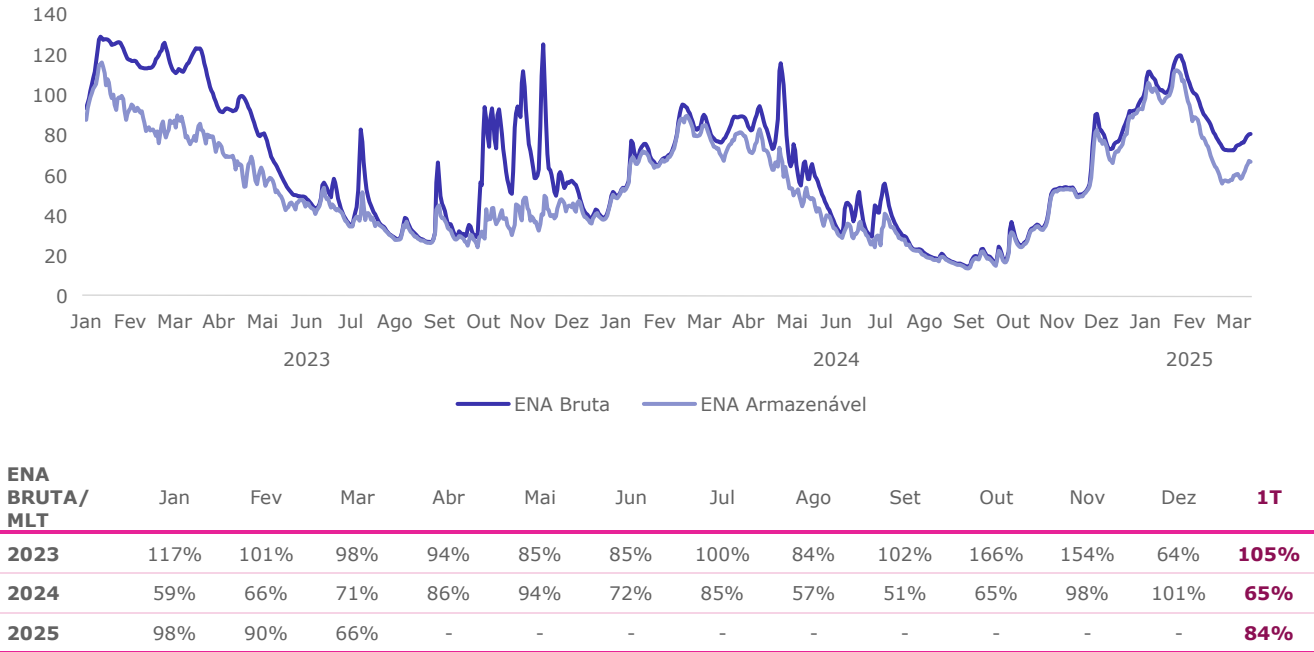
| Figura 1 | Anomalia de Precipitação no 1T25



Embora a ENA do SIN observada em janeiro tenha registrado uma variação de apenas 2 p.p. abaixo da Média de Longo Termo (MLT), esta variação negativa alcançou 34 p.p. em março, configurando o 2º pior registro histórico observado para a região Sudeste, conforme apresentado no Gráfico 1.

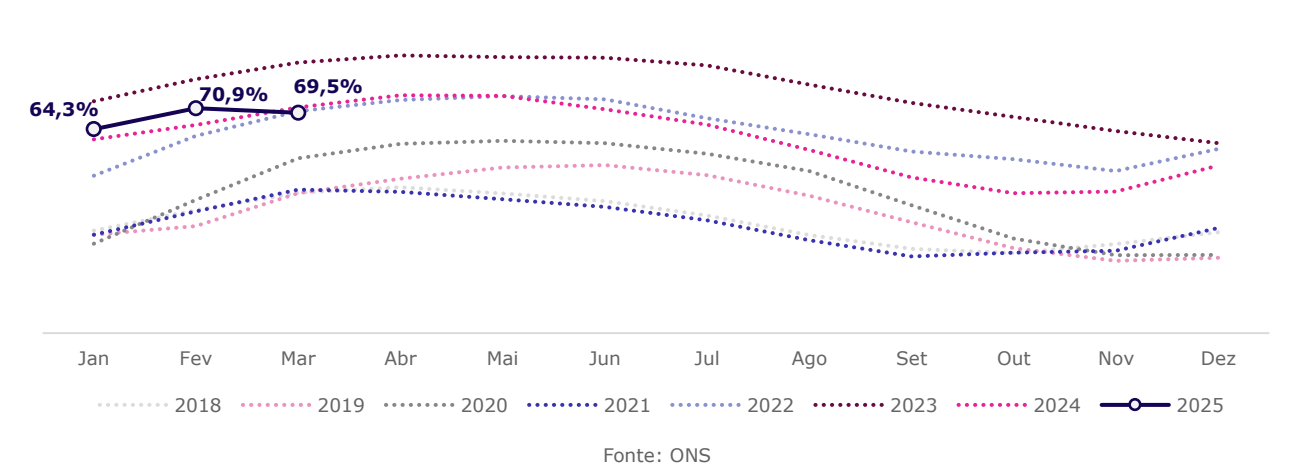
Do ponto de vista da ENA Bruta, que representa a quantidade da ENA que pode ser gerada a partir da vazão natural afluente, o valor médio foi 84% da MLT no 1T25. Este valor foi 19 p.p. acima dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2024, que apresentou fraco desempenho e foi caracterizado como o pior valor observado em um primeiro trimestre desde a crise hídrica de 2021. Do ponto de vista da ENA Líquida, que representa a quantidade da ENA que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio registrado no 1T25 foi 75% da MLT.

| Gráfico 1 | Energia Natural Afluente (ENA) Bruta e Armazenável no Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médios)



No que tange a evolução do nível dos reservatórios, o primeiro trimestre do ano apresentou um crescimento no volume armazenado até meados de fevereiro. Devido à redução acentuada e atípica da precipitação observada em março, conforme já mencionado, o nível de armazenamento iniciou uma leve e inesperada redução como poucas vezes observada no histórico. Apesar disso, o armazenamento registrado ao final do trimestre foi 17 p.p. acima da média dos últimos dez anos.

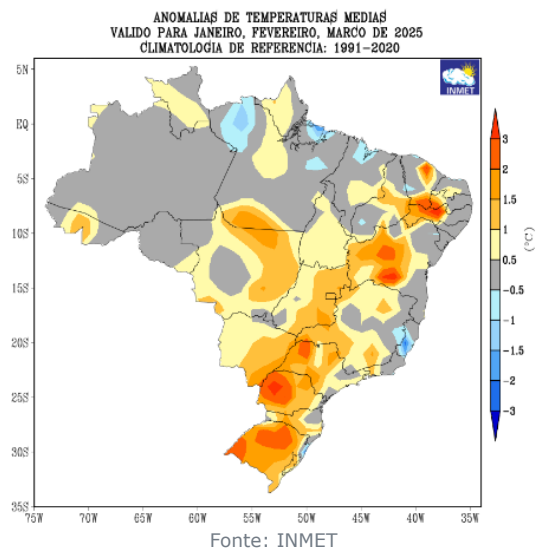
| Gráfico 2 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)



Com relação ao comportamento da temperatura ao longo do 1T25, o mês de janeiro foi marcado por registros abaixo da média histórica em grande parte do país, com exceção do interior de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Entretanto, os meses seguintes apresentaram registros acima da média histórica nas principais capitais, devido ao sistema de alta pressão e à atmosfera estável com baixa nebulosidade. As anomalias positivas mais expressivas ocorreram na região Sul em todo o trimestre.

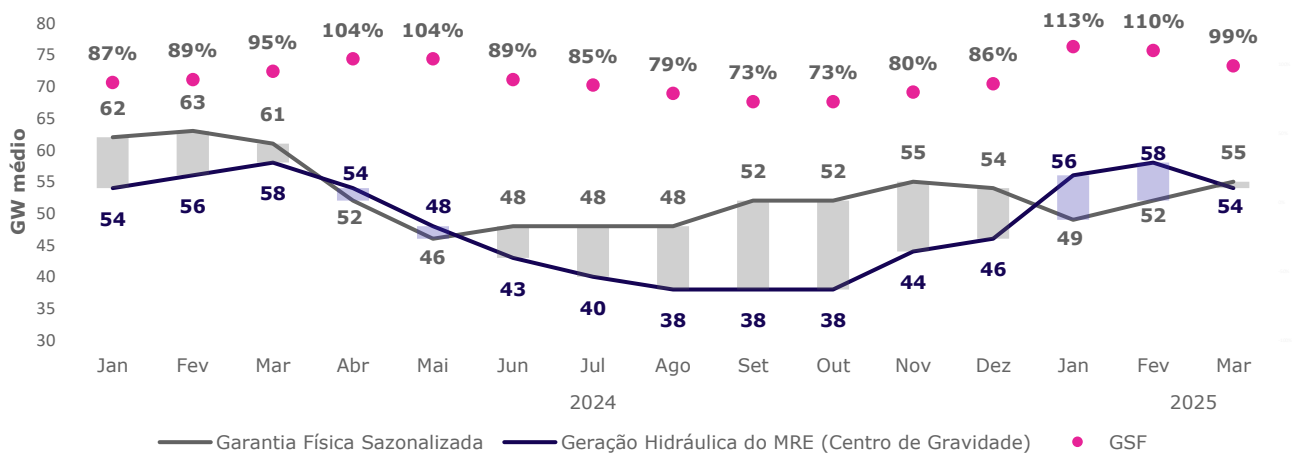
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 4,8% no 1T25 em relação ao 1T24, representando um consumo adicional de 3,9 GW médios. Este comportamento reflete, principalmente, as altas temperaturas e ondas de calor ocorridas nos meses de fevereiro e março com a baixa performance de chuvas nesse período.

| Figura 2 | Anomalia de Temperatura Máxima do Ar no 1T25



Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, ou GSF, do termo em inglês *Generation Scaling Factor*), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, o valor médio observado foi de 107% no 1T25 comparado a 90% no 1T24. O aumento do fator de ajuste do MRE é atribuído à sazonalização média do MRE diferente da observada no ano anterior, com menor alocação da garantia física no 1T24, e também à melhora do desempenho da ENA observada no período, principalmente nos meses de janeiro e fevereiro, conforme apresentado no gráfico 1. Do ponto de vista de geração hidrelétrica total do MRE, tanto o 1T24 quanto o 1T25 registraram uma produção de aproximadamente 56 GW médios.

| Gráfico 3 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



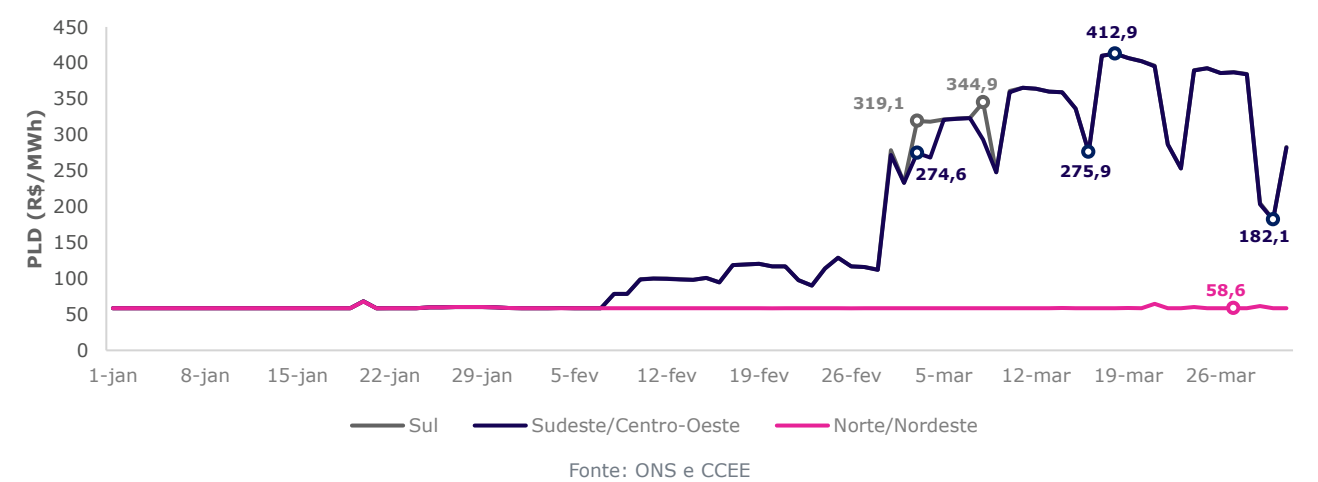
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	101%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	90%
2025	113%	110%	99%										107%

Fonte: CCEE

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi de R\$ 162,3/MWh no trimestre ante um valor médio de R\$ 61,1/MWh no 1T24. A alta de preços no período foi impulsionada principalmente por aspectos climatológicos e de mercado (menor afluência registrada a partir de meados de fevereiro e aumento da demanda impulsionada pelas elevadas temperaturas), mas também por aperfeiçoamentos técnicos realizados nos modelos de formação do preço de energia tal como a representação individualizada das usinas hidrelétricas – no modelo Newave e novos parâmetros operativos de aversão a risco.

Além disso, o 1T25 foi marcado por diversos eventos de descolamento de preços de energia entre as regiões, principalmente entre os subsistemas S/SE em relação aos subsistemas N/NE, a partir da segunda semana de fevereiro. Tipicamente, esse período é caracterizado por grande oferta de energia hidrelétrica localizada na região Norte que, somada à oferta de geração eólica e solar instalada na região Nordeste, atinge os limites do sistema de transmissão para escoamento do excedente energético dessas regiões para o Sudeste. Como consequência, o PLD manteve-se praticamente no piso regulatório (R\$ 58,6/MWh) nas regiões com excesso de energia e apresentou valores elevados nos subsistemas com maior demanda de energia, como apresentado no Gráfico 4.

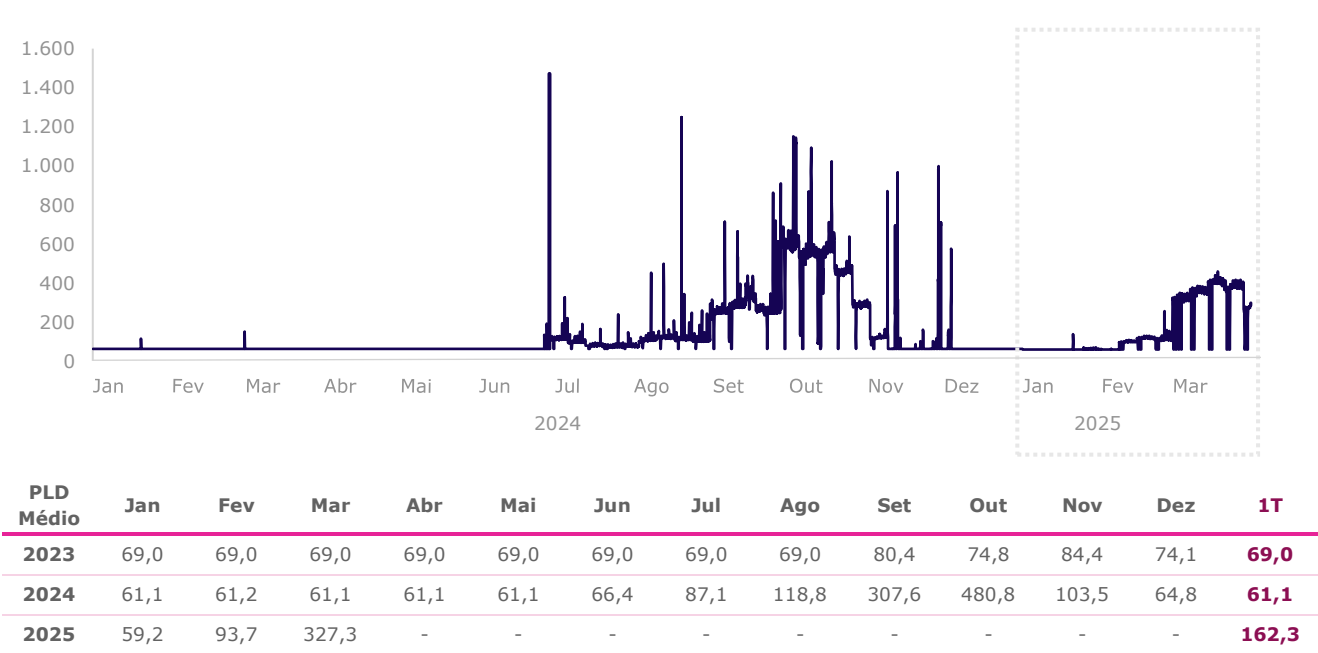
Gráfico 4 | PLD Horário por Submercado no 1T25 (R\$/MWh)



Em relação à variação dos preços de energia ao longo das horas do dia, os efeitos mais significativos de alta do PLD são tipicamente registrados no fim da tarde e início da noite. Nestes horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a geração solar é totalmente reduzida, resultando em menor oferta de energia e, consequentemente, aumento dos preços.

Conforme mostrado no Gráfico 5, o 1T25 apresentou maior variação de preços em comparação ao mesmo período de 2024, quando o PLD permaneceu no piso regulatório em praticamente todas as horas do trimestre. No 1T25, o mês de março registrou a maior volatilidade média do PLD horário na região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), com um coeficiente de variação de 30%. Já em março de 2024, esse coeficiente foi nulo, dado que o PLD permaneceu no piso durante todo o mês.

Gráfico 5 | PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)

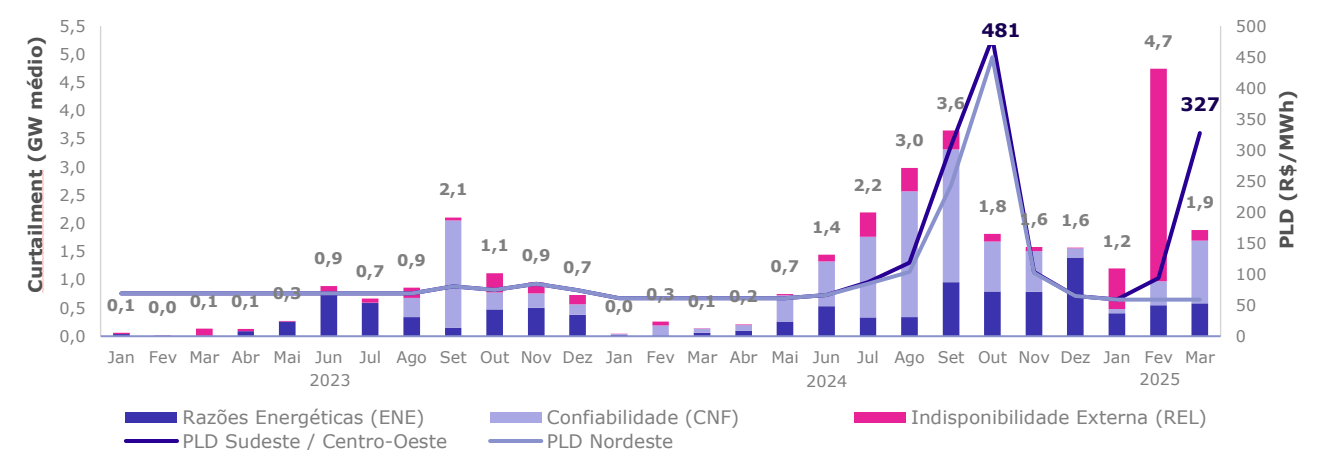


Por fim, segundo dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 5,4% (0,6 GW médios) para a fonte eólica e 9,2% (0,4 GW médios) para a fonte solar, excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL, passíveis de ressarcimento após atingimento da franquia anual. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 15,0% (1,7 GW médios) para a fonte eólica e 17,5% (0,8 GW médios) para a fonte solar, ambos valores médios considerando a produção do SIN.

As restrições de geração renovável observadas no primeiro trimestre de 2025, apresentadas no Gráfico 6, foram originadas pela combinação dos seguintes fatores:

- i. Redução na capacidade de escoamento da região Norte para o Sudeste devido à queda de torres de transmissão, que levaram à limitação do escoamento de energia da usina hidrelétrica Belo Monte pelo bipolo Xingu/Terminal Rio. As restrições decorrentes desse evento foram devidamente classificadas como REL;
- ii. Redução da capacidade de escoamento da região Nordeste para a Sudeste para realização de seccionamento de linha de transmissão para possibilitar a entrada em operação de parques eólicos. As restrições decorrentes desse evento também foram devidamente classificadas como REL
- iii. Restrição primeiramente na região do sul da Bahia e, posteriormente, no norte de Minas Gerais, em função de restrições na capacidade de escoamento nestas regiões;
- iv. Recurso eólico acima do esperado em praticamente todo o Nordeste em fevereiro e março de 2025. O fator de capacidade médio potencial para a região, que considera a geração efetiva e o *curtailment* observado, foi de 48% em fevereiro e 39% em março, comparado a 34% e 27% para os mesmos períodos de 2024.

Gráfico 6 | *Curtailment* Eólico e Solar (GW médio) e PLD (R\$/MWh)



Fonte: ONS/CCEE

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Desempenho por Unidade de Negócio

Importante: em atendimento ao compromisso de transparência e melhoria contínua das práticas de disclosure, a Auren passou a apresentar, a partir do 4T24, o Balanço Energético da Companhia segmentado em Geração, Comercialização e Participações. Tais informações estão apresentados nas respectivas seções, acompanhadas dos resultados por segmento.

A venda da energia dos ativos de geração da Auren está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos com contratos no ACR incluem a UHE Porto Primavera, os complexos eólicos Ventos do Piauí I, Ventos do Araripe I, Ventos do Araripe III, Alto Sertão II, Ventus, Mandacaru & Salinas, Cassino e Caetés, além dos complexos solares Guaimbê, Boa Hora e Água Vermelha.

Geração

Em março de 2025, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.799 MW, dos quais 4.746 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.176 MW correspondem à fonte eólica e 876 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo deste capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

Balanço Energético do Segmento de Geração

Na Tabela 2 é apresentado o Balanço Energético de Geração da Companhia, além de informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) discriminados em fonte convencional e fonte incentivada. O **detalhamento dos contratos de vendas no ACR**, bem como maiores detalhes sobre os ativos, podem ser acessados em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

No 1T25, a Companhia firmou contratos *intercompany* de venda da energia do portfólio hidrelétrico para a comercializadora, que totalizam aproximadamente 150 MW médios para o período de 2027 a 2029. Adicionalmente, a Auren celebrou 33 MW médios em contratos de longo prazo na modalidade de autoprodução na planta Sol de Jaíba, em linha com a visão de longo prazo da Companhia.

A estratégia de comercialização da Auren resulta em um portfólio com alto nível de contratação de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual nos médio e longo prazos. Nesse sentido, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 96% do recurso total de geração, 96% em 2026 e 87% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período já realizado (1T25). Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF e *curtailment*.

No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando a gestão do portfólio com a variação de geração, atendendo vendas de energia dos ativos de geração bem como exposições ao MRE e possíveis compensações do *curtailment*.

Adicionalmente, os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) no ano.

| Tabela 2 | Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Próprios (A)	3.748	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696
Garantia Física Hidrelétrica ⁽¹⁾	2.064	2.012	2.012	2.012	2.012	2.012
Garantia Física Eólica ⁽²⁾	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451
Garantia Física Solar	233	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	691	515	498	470	386	386
Convencional	241	137	119	91	6	6
Incentivada	450	379	379	379	380	380
Recursos Totais (C = A + B)	4.439	4.212	4.194	4.166	4.082	4.082
Vendas no ACR (D)	1.083	1.084	1.084	1.190	1.084	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	2.992	2.693	2.380	2.063	1.541	1.380
Hidrelétrica ⁽³⁾	2.226	2.008	1.695	1.378	856	695
Eólica	609	587	587	587	587	587
Solar	157	98	98	98	98	98
Vendas Totais (F = D + E)	4.075	3.777	3.464	3.253	2.625	2.464
Balanço Geração (C - F)	364	435	730	913	1.457	1.618
Convencional	239	244	502	599	1.117	1.266
Incentivada	125	191	228	315	340	352

Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio⁽³⁾ de Venda	190	186	197	201	212	217
ACR	262	269	269	267	269	269
Hidrelétrica	301	307	307	288	307	307
Eólica	244	252	252	252	252	252
Solar	339	346	346	346	346	346
ACL	164	152	164	163	172	176
Hidrelétrica	151	135	149	144	149	151
Eólica	199	202	203	203	203	204
Solar	204	196	193	193	192	192
Preço Médio⁽⁴⁾ de Compra	168	172	173	170	174	175
Convencional	174	141	139	130	132	131
Incentivada	164	183	184	180	175	175

Para detalhamento dos Contratos de Vendas no Ambiente Regulado (ACR), acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

⁽¹⁾ Os valores consideram: (a) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até mar/25, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; (c) considera 3% de perdas de rede básica e (d) a garantia física sujeita a GSF é de 1.782, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera. Em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,86/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, Data base: 01 de fevereiro de 2025.

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

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ 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 março de 2025. Dólar considerado: R\$5,74 (BRL/USD).

Desempenho Operacional da Geração

Nesta seção, a Auren apresenta seu desempenho operacional para as diferentes fontes que compõem o seu portfólio. As expectativas de produção são baseadas nas certificações de geração nos percentis 50 (P50) e 90 (P90) dos complexos eólicos e solares. Os detalhes dos desempenhos por ativo estão disponíveis em formato Excel na Planilha Interativa disponível [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

| Tabela 3 | Capacidade Instalada e Produção Segregado por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW) ⁽¹⁾	Geração (MWm)		
		1T25	1T24	Var.
Hidrelétrica	4.198	2.571,5	2.087,0	23,2%
Eólica ⁽²⁾	3.176	995,0	704,3	41,3%
Solar ⁽²⁾	876	205,3	93,1	120,5%
Total Próprios	8.251	3.771,8	2.884,4	30,8%
Participações ⁽³⁾	547	223,4	399,2	-44,0%
Total Próprios + Participações	8.799	3.771,80	2.884,40	30,8%

Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren atingiu 2,6 GW médios no 1T25, 23,2% superior ao 1T24 (2,1 GW médios) e 24,2% acima da garantia física devido ao cenário hidrológico favorável no início desse ano.

Conforme demonstrado na Tabela 4, ao final do 1T25, o índice de disponibilidade verificada nas principais Usinas Hidrelétricas do portfólio – como Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava, que juntas representam 78% da capacidade hidrelétrica da Companhia – encontrava-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão das manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade desses ativos e recuperar o nível adequado de disponibilidade. No primeiro trimestre, foi concluída a modernização da Unidade Geradora da UHE Promissão, que voltou a operar em 31 de março de 2025. O projeto atualizou os principais componentes do gerador e da turbina, elevando a confiabilidade do ativo.

| Tabela 4 | Geração e Disponibilidade Verificada dos Ativos Hidrelétricos Próprios

Complexo Hidrelétrico	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)			% Garantia Física 1T25 ⁽⁴⁾	Disponibilidade Verificada 1T25	Índice Referência ANEEL
		1T25	1T24	Var. (%)			
UHE Porto Primavera	1.540	1062,6	916,2	16,0%	19,8%	96,7%	92,3%
UHE Água Vermelha	1.396	835,7	697,7	19,8%	20,3%	97,2%	93,9%
UHE Nova Avanhandava	347	189,3	115,6	63,8%	50,8%	95,8%	94,8%
UHE Promissão	264	139,0	84,1	65,4%	48,0%	90,2%	94,8%
UHE Ibitinga	131	97,4	77,5	25,7%	45,8%	92,2%	93,4%
UHE Bariri	143	93,9	68,9	36,2%	57,5%	87,9%	94,6%
UHE Barra Bonita	141	51,9	41,6	25,0%	11,2%	95,3%	93,8%
UHE Caconde	80	37,3	26,6	40,4%	14,9%	97,3%	94,6%
UHE Euclides da Cunha	109	48,0	45,5	5,6%	2,0%	95,3%	94,6%
UHE Limoeiro	32	16,2	13,3	21,6%	13,4%	95,9%	94,6%
Total	4.184	2.571	2.087	23,2%	24,0%	-	-

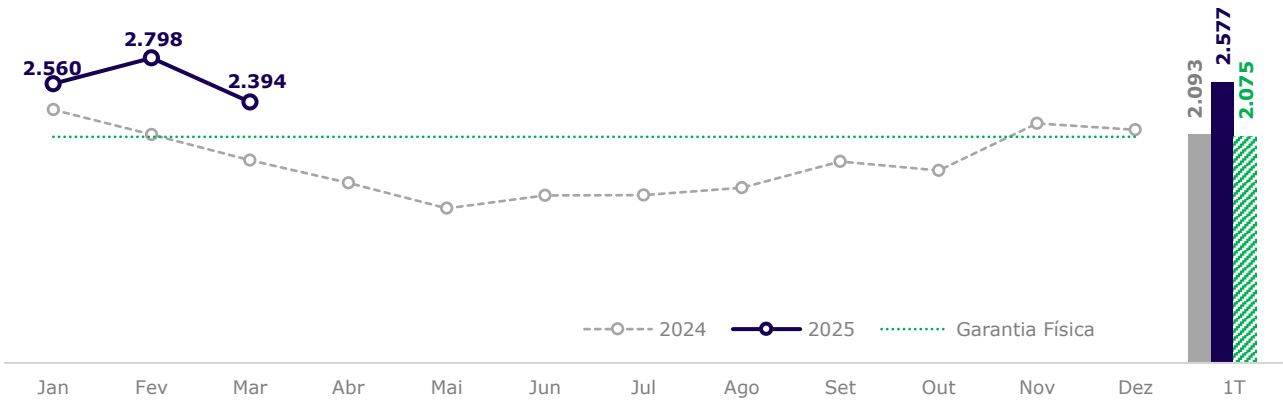
⁽¹⁾ Desconsidera UHE Paraibuna.

⁽²⁾ Considera a geração efetiva somada a energia que será ressarcida que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa ("REL"), após atingimento da franquia.

⁽³⁾ A variação da geração dos ativos com participação minoritária entre trimestres deve-se a geração extraordinária no 1T24, devido ao volume de chuvas acima da média histórica naquele período. A geração registrada no 1T25 foi em linha se comparado à registrada no 1T23, ambas em condições padrões de médias de precipitação no sul do Brasil. Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren.

⁽⁴⁾ Percentual da geração acima da garantia física do ativo.

| Gráfico 7 | Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)⁽¹⁾



Conforme apresentado na Tabela 5, o 1T25 foi marcado por uma afluência superior em relação aos valores observados no 1T24 nas bacias do Sudeste e Centro-Oeste, com exceção de março, onde houve uma recessão nas precipitações deste subsistema. Mesmo com a recuperação do cenário hidrológico, com ENA 20% superior ao 1T24, as afluências não foram suficientes para recuperar o nível de armazenamento dos reservatórios do SIN ao final do trimestre, conforme apresentado no Gráfico 2 na seção “Mercado de Energia”.

| Tabela 5 | Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽¹⁾	
	2025	2024	Var.	2025	2024
Janeiro	64.388	37.064	74%	98%	56%
Fevereiro	59.648	43.505	37%	84%	61%
Março	42.671	45.836	-7%	62%	66%
Abril	-	46.110	-	-	84%
Maio	-	23.881	-	-	60%
Junho	-	18.221	-	-	56%
Julho	-	14.972	-	-	59%
Agosto	-	11.939	-	-	58%
Setembro	-	9.558	-	-	49%
Outubro	-	14.051	-	-	59%
Novembro	-	35.063	-	-	112%
Dezembro	-	46.589	-	-	97%
1T	55.433	42.105	32%	81%	61%

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

⁽¹⁾ Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim.
⁽²⁾ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em ons.org.br - acesso em janeiro de 2025.

Eólica

A produção de energia dos ativos eólicos somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento, após atingimento da franquia, atingiu, no 1T25, 995,0 MW médios, 41,3% superior a 1T24 (704,3 MW médios), devido principalmente às entradas em operação definitiva dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, à melhora na disponibilidade e aderência à curva de potência, além do recurso eólico superior no período. Mesmo em um cenário de *curtailment* de 8,3%⁽¹⁾ e disponibilidade média ainda abaixo da referência do projeto o volume de energia produzido superou o P90 em 0,8% e foi 8,0% inferior ao P50, conforme o Gráfico 9, mostrando o potencial dos ativos eólicos da Companhia.

| Tabela 6 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexo Eólico	Geração + Energia Ressarcível (MWm)			% de Referência com REL	
	1T25	1T24	Var.	P90 1T25	P50 1T25
Ventos do Araripe III	101,1	77,3	30,8%	11,4%	5,3%
Ventos do Piauí II	67,4	57,1	18,0%	0,0%	-6,9%
Ventos do Araripe I	51,4	43,6	17,8%	4,3%	-4,8%
Ventos do Piauí III	63,0	47,0	34,0%	0,1%	-7,0%
Ventos do Piauí I	60,3	43,9	37,3%	10,1%	4,2%
Caetés	81,3	72,1	12,7%	9,9%	-0,1%
Cajuína	249,4	111,8	123,1%	6,7%	-7,0%
Ventus	34,5	29,3	17,5%	4,0%	-5,8%
Salinas	13,0	10,6	22,8%	-5,5%	-13,1%
Alto Sertão II	129,2	91,3	41,5%	1,7%	-5,3%
Tucano	112,8	76,8	46,8%	-20,7%	-26,6%
Mandacaru	13,6	20,5	-33,8%	-30,9%	-40,0%
Cassino	18,1	22,8	-20,6%	-2,1%	-10,8%
Total	995,0	704,3	41,3%	0,8%	-8,0%

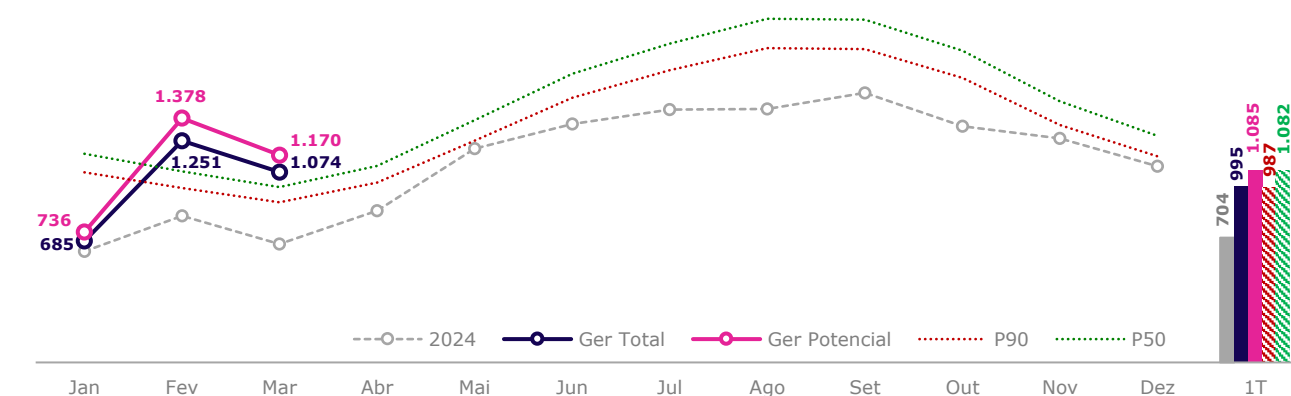
No Gráfico 8, apresentamos a comparação mensal de (i) geração total – que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial – que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições do ONS – e; (iii) percentis 50 e 90 das certificações.

O destaque do trimestre foram os meses de fevereiro e março, quando a geração de energia total⁽²⁾ foi 115,9% e 108,6% da certificação P50, respectivamente, em função de ventos fortes e boa performance dos aerogeradores.

⁽¹⁾ Considera curtailment por razão energética, confiabilidade e parcela não ressarcível dos eventos de razão elétrica.

⁽²⁾ Considera apenas meses de fevereiro e março e soma as restrições ressarcíveis.

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



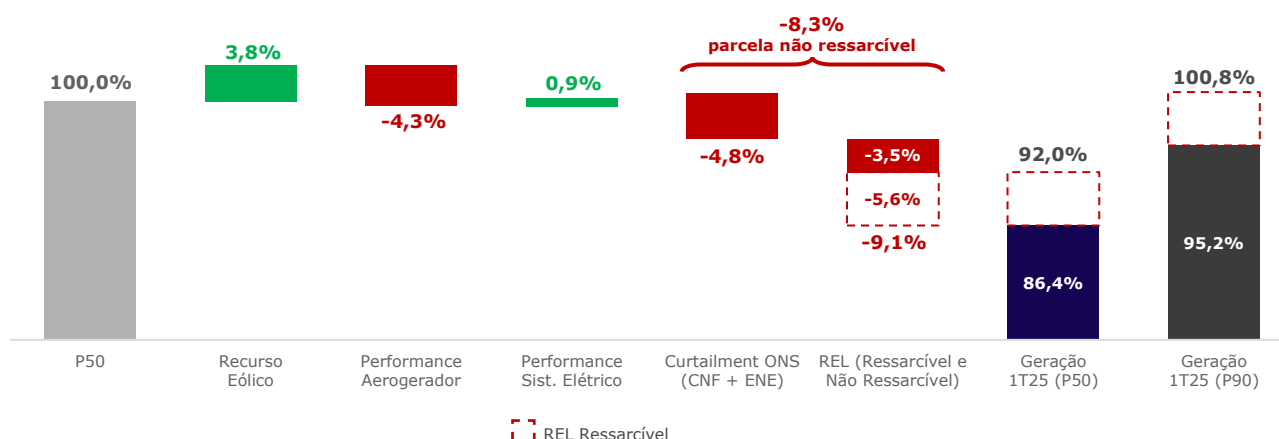
MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
Geração Energia 2025	681	1.075	1.062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	935
Geração Total 2025 ⁽¹⁾	685	1.251	1.074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	995
Geração Potencial 2025 ⁽²⁾	736	1.378	1.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.085
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	704

Conforme gráfico o 9, avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração eólica nos ativos foi impactado, principalmente, pela restrição de geração no 1T25, e pela disponibilidade ainda abaixo da meta de 95%.

Os principais ofensores da performance dos aerogeradores foram os parques Cajuína, Tucano e Mandacaru que ainda estão performando abaixo da referência do projeto, mesmo com a melhora da disponibilidade dos parques de Cajuína e Tucano. Mais informações sobre a performance destes parques estão explicadas abaixo, nesta seção.

Os dados de *curtailment* estão detalhados na seção “*Curtailment* dos ativos eólicos e solares da Auren”.

| Gráfico 9 | Desempenho da Geração Eólica Consolidada no 1T25 (P50 em base 100)⁽³⁾



A velocidade média dos ventos no 1T25 foi superior em todos os complexos eólicos localizados no Nordeste, quando comparada com o mesmo período do ano anterior, devido às diferentes condições climáticas causadas por fenômenos

⁽¹⁾ Geração Total = Geração efetiva + energia que será ressarcida REL.

⁽²⁾ Geração Potencial = Geração efetiva + energia perdida.

⁽³⁾ Curtailment ONS: CNF = Confiabilidade; ENE = Energético.

climáticos naturais (como o *El Niño*) e outros sistemas meteorológicos que impactaram a região de forma distinta em cada período. No 1T24, os fenômenos climáticos naturais provocaram uma temporada mais seca e com chuvas abaixo da média no Nordeste, resultando em ventos mais fracos, já que a circulação atmosférica estava menos dinâmica. Em contraste, no 1T25, o clima foi mais instável, com chuvas intensas e ventos fortes associados a sistemas de baixa pressão, que geraram rajadas mais intensas e uma circulação atmosférica mais ativa.

| Tabela 7 | Velocidade Média do Vento dos Complexos Eólicos

Estado	Complexos Eólicos	Velocidade Média do Vento (m/s)		
		1T25	1T24	Var.
PI	Ventos do Araripe III	6,1	5,2	16,6%
	Ventos do Piauí II	6,1	5,2	18,2%
	Ventos do Araripe I	6,9	6,1	13,9%
	Ventos do Piauí III	6,6	5,7	14,9%
	Ventos do Piauí I	6,4	5,9	9,2%
PE	Caetés	7,7	7,0	10,3%
RN	Cajuína	6,0	5,8	3,6%
	Ventus	6,6	5,9	12,5%
	Salinas	6,0	5,5	9,7%
CE	Mandacaru	7,9	6,4	24,2%
BA	Alto Sertão II	8,0	7,0	13,5%
	Tucano	7,5	6,7	11,3%
RS	Cassino	6,4	6,7	-4,7%

Com uma abordagem integrada, a Companhia avança tanto na recuperação da disponibilidade quanto na otimização da performance, assegurando que os aerogeradores operem de forma aderente à curva de potência de cada projeto, alcançando eficiência próxima ao seu potencial máximo.

No 1T25, a disponibilidade dos ativos eólicos incorporados, que estavam totalmente em operação no 1T24 (excluindo-se Tucano e Cajuína), atingiu 92,0%, um aumento de 1,6 p.p. quando comparada ao 1T24 e em linha com o registrado no 4T24. Importante ressaltar que o time de Operação aproveitou a sazonalidade do recurso eólico, onde a velocidade média dos ventos é menor no primeiro trimestre do ano, para fazer grandes manutenções no início do ano.

Analisando todos os ativos incorporados, a disponibilidade média consolidada atingiu 89,9% no trimestre, uma evolução de 12,4 p.p. na comparação com o mesmo período de 2024, demonstrando uma evolução mensal constante que levou esses ativos a atingirem uma disponibilidade de 91,4% em abril, conforme demonstrado no Gráfico 10.

Os destaques incluem o desempenho de Alto Sertão II e Ventus, que apresentaram disponibilidade média de 97,5% e 91,6% no 1T25, respectivamente, refletindo avanços significativos em relação ao 1T24 – melhora de 4,8 p.p. em Alto Sertão II e 4,9 p.p. em Ventus – impulsionados pela execução bem sucedida do plano de retorno dos aerogeradores indisponíveis por falhas em grandes componentes.

Em relação aos parques que tiveram queda de disponibilidade, Mandacaru (108 MW de capacidade instalada) é o parque que apresenta maior variação. Tal movimento está associado, principalmente, por manutenção em grandes componentes que demanda a parada dos equipamentos por períodos maiores. Durante a *due diligence*, a Companhia já havia identificado que Mandacaru seria um dos parques com maior complexidade para melhoria de disponibilidade e, desde então, estruturou um plano robusto técnico-operacional, que está sendo executado com foco em estabilidade operacional – que mostrará recuperação progressiva e gradual ao longo do ano.

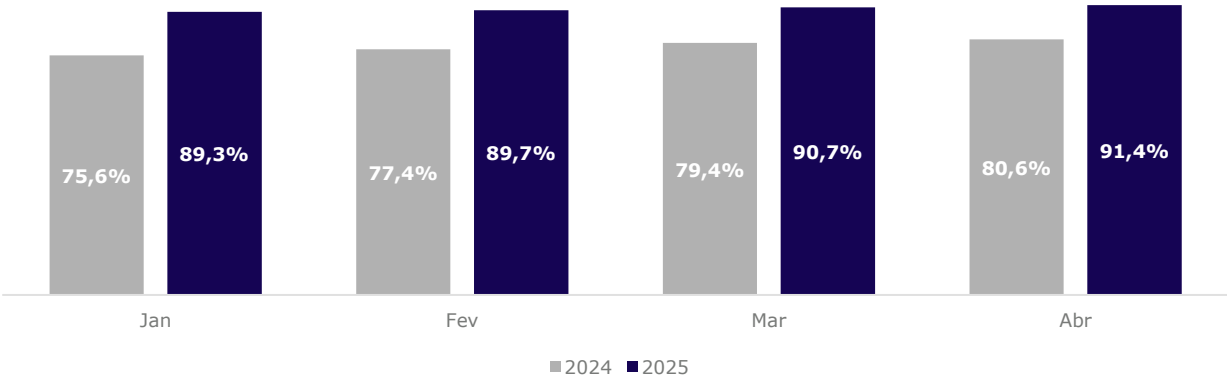
Tucano e Cajuína, parques que estavam em processo de *ramp-up* ao longo de 2024, apresentaram melhora substancial da disponibilidade média registrada no 1T25, com aumentos de 29,3 p.p. e 23,2 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar de ainda operarem abaixo da referência do projeto, ambos os complexos seguem trajetória de recuperação dentro do plano estabelecido pela Companhia. No trimestre, a geração de Cajuína atingiu 249,4 MW médios, 123,1% superior à geração do 1T24 (111,8 MW médios), 6,2% superior ao P90 e 7,3% inferior ao P50. Já Tucano registrou 101,9 MW médios gerados, 32,6% superior à geração do 1T24 (76,8 MW médios), 20,7% inferior ao P90 e 26,6% ao P50. A Auren segue avançando na recuperação da disponibilidade dos ativos adquiridos, com o objetivo de atingir 95% de disponibilidade média até o final de 2025.

| Tabela 8 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade		
			1T25	1T24	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	97,2%	94,4%	2,8
	Ventos do Piauí II	211	95,8%	99,3%	-3,5
	Ventos do Araripe I	210	91,3%	88,5%	2,7
	Ventos do Piauí III	207	96,4%	96,1%	0,3
	Ventos do Piauí I	206	97,3%	96,4%	0,9
PE	Caetés	182	94,8%	91,9%	2,9
RN	Cajuína	684	91,5%	68,3%	23,2
	Ventus	187	91,6%	86,8%	4,9
	Salinas	50	95,6%	96,5%	-1,0
CE	Mandacaru	108	66,8%	82,6%	-15,9
BA	Alto Sertão II	386	97,5%	92,7%	4,8
	Tucano	322	78,7%	49,4%	29,3
RS	Cassino	64	94,5%	97,4%	-2,9
Disponibilidade Média			92,0%	83,3%	8,7
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína			94,2%	93,0%	1,2
Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína			92,0%	90,4%	1,6
Ativos Incorporados (com Tucano e Cajuína)			89,9%	77,5%	12,4

A evolução da disponibilidade está de acordo com o plano para que seja atingida disponibilidade média de 95% da capacidade instalada dos ativos incorporados até o final de 2025. No Gráfico 10, abaixo, é observada tendência da recuperação gradual do indicador.

| Gráfico 10 | Evolução da Disponibilidade dos Complexos Eólicos Incorporados



Mesmo com a disponibilidade ainda abaixo da meta de 95% e restrições de geração próximas a 8,3%⁽¹⁾, os ativos eólicos da Auren registraram geração equivalente ao P90 no período. Ainda que com oportunidades adicionais de otimização em andamento nos complexos eólicos incorporados, a estratégia de recuperação da performance e disponibilidade já apresenta resultados concretos, com destaque para complexos como Alto Sertão II, Ventus, Cajuína e Tucano. Essa trajetória evidencia a eficácia dos planos de manutenção preventiva e planos de ação corretivos, com foco na resolução de falhas e aumento da confiabilidade dos equipamentos refletindo em uma melhor aderência à curva de potência de projeto dos aerogeradores.

⁽¹⁾ Desconsiderando os eventos ressarcíveis por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) após atingimento da franquia anual.

Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à restrição de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) passível de ressarcimento após atingimento da franquia atingiu 205,3 MW médios no 1T25, 120,5% superior ao 1T24 (93,1 MW médios), devido à conclusão da entrada em operação comercial dos projetos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 13,9% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 21,2%, devido principalmente às restrições de geração (*curtailment*).

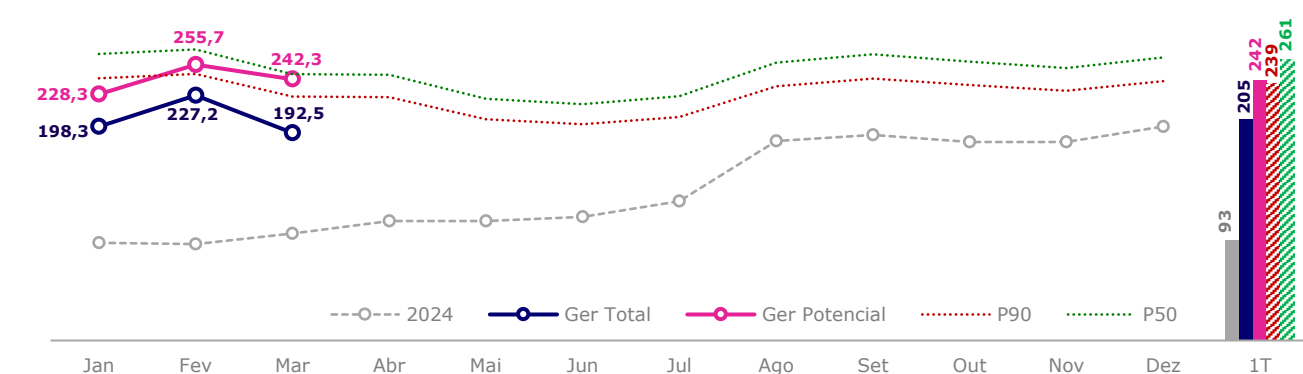
| Tabela 9 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexos Solares	Geração + Energia Ressarcível (MWm)			% de Referência com REL	
	1T25	1T24	Var.	P90 1T25	P50 1T25
Sol do Jaíba	118,7	12,6	842,4%	-21,4%	-29,5%
Guaimbê	31,8	33,5	-4,9%	2,8%	-0,1%
Água Vermelha Solar	18,7	18,7	0,3%	3,0%	-2,2%
Boa Hora	17,7	17,0	3,9%	6,0%	0,8%
Sol do Piauí I	10,3	11,4	-9,4%	-15,9%	-24,0%
Água Vermelha VII	8,1	-	-	-13,6%	-20,1%
Total	205,3	93,1	120,5%	-13,9%	-21,2%

Apesar dos desafios registrados no 1T25, o trimestre foi marcado por avanços significativos no portfólio solar da Auren. A produção de energia mais que dobrou em relação ao mesmo período do ano anterior, impulsionada pela entrada em operação dos Complexos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Boa Hora e Água Vermelha Solar apresentaram alta disponibilidade e reforçam a solidez dos ativos. Com uma atuação ágil e estruturada, aliada ao potencial técnico dos ativos, devemos observar a recuperação gradativa dos indicadores, consolidando uma trajetória de crescimento sustentável e geração de valor no segmento solar.

No Gráfico 11, apresentamos a comparação mensal de (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 do ONS – e; (iii) percentis 50 e 90 das certificações.

| Gráfico 11 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T
Geração 2025	198	196	187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194
Geração Total 2025 ⁽¹⁾	198	227	193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205
Geração Potencial 2025 ⁽²⁾	228	256	242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242
Geração 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	93

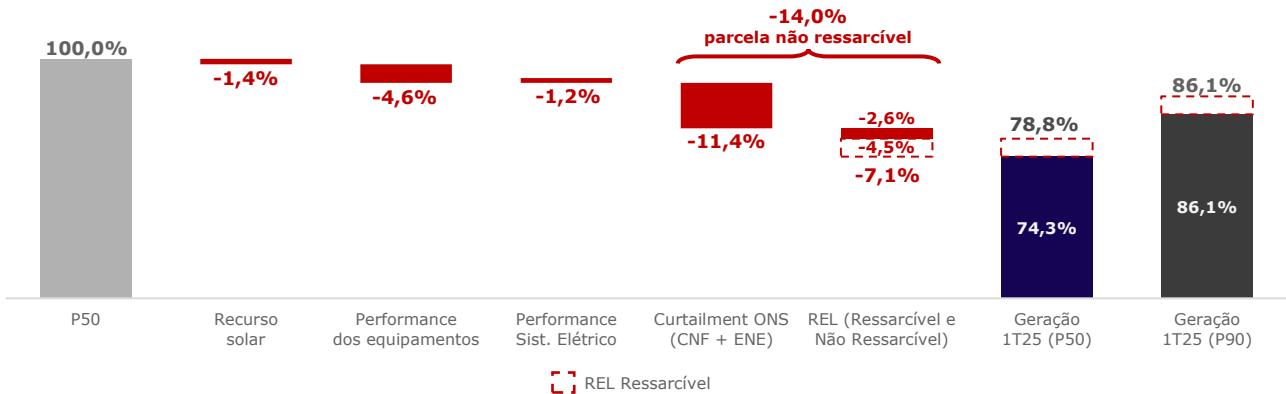
⁽¹⁾ Geração Total = Geração efetiva + energia que será ressarcida.

⁽²⁾ Geração Potencial = Geração efetiva + energia perdida.

Conforme o gráfico 12, avaliando os resultados agregados dos ativos solares quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração solar nos ativos foi impactado principalmente pela restrição de geração no 1T25. Apesar desse cenário, Água Vermelha Solar e Boa Hora mantiveram elevada disponibilidade, com destaque para esta última, que registrou geração 0,8% acima do P50 no período. Mais detalhes sobre os indicadores de disponibilidade são apresentados mais adiante na Tabela 11.

Os dados de *curtailment* estão detalhados no capítulo “*Curtailment* dos Ativos Eólicos e Solares da Auren” dessa seção.

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Solar Consolidada no 1T25 (P50 em base 100)



A irradiância média no 1T25 foi superior em todos os complexos do Estado de São Paulo e abaixo em Sol de Jaíba e Sol do Piauí, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

| Tabela 10 | Recurso Solar dos Complexos em Relação às Referências

Complexos Solares	Irradiância (kWh/m²)		
	1T25	1T24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	192,3	203,2	-10,9
Guaimbê	202,0	186,5	15,5
Água Vermelha Solar	190,1	186,2	4,0
Boa Hora	188,8	186,2	2,6
Sol do Piauí I	170,1	170,8	-0,7
Água Vermelha VII	186,5	-	-

No 1T25, a disponibilidade dos ativos solares atingiu 95,9%, uma diminuição de 2,1 p.p. quando comparada ao 1T24, impactada principalmente por uma ocorrência em um dos conjuntos de inversores e transformador unitário (*Power Station*) de Guaimbê, com retorno previsto para o segundo semestre de 2025, e pela necessidade de ajuste pontual de um inversor em Sol do Piauí. Já foram iniciadas ações direcionadas para mitigar os impactos de falhas técnicas pontuais, com foco em manutenção preditiva e na eficiência de sistemas críticos.

| Tabela 11 | Valores de Disponibilidade dos Complexos Solares

Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Disponibilidade		
		1T25	1T24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	500	94,7%	93,7% ⁽¹⁾	1,0
Guaimbê	150	96,3%	99,6%	-3,3
Água Vermelha Solar	76	98,9%	97,5%	1,4
Boa Hora	69	99,4%	100,0%	-0,6
Sol do Piauí I	48	95,2%	99,5%	-4,3
Água Vermelha VII	33	98,6%	-	-
Disponibilidade Média	-	95,9%	98,0%	-2,1

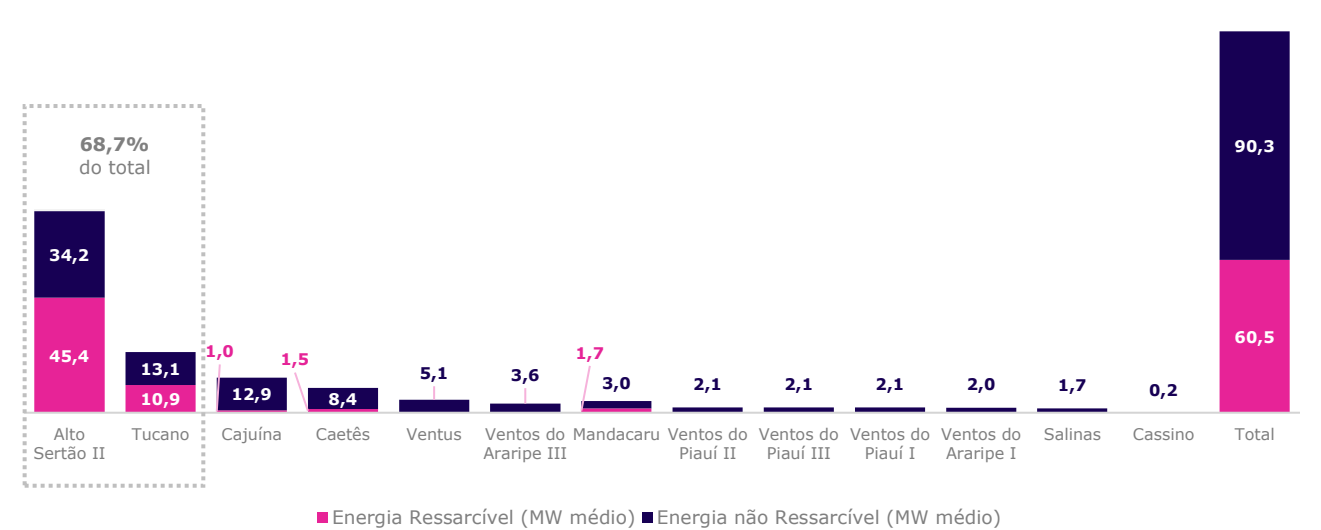
Curtailment dos Ativos Eólicos e Solares da Auren

Em termos energéticos, no 1T25 o impacto combinado da restrição de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos da Companhia foi de 6,1% (81,8 MW médios) do P50 dos ativos, excluídos a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 14,8% (198,7 MW médios), sendo que 5,4% (72,0 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

Para os projetos eólicos, o 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 8,3% (90,3 MW médios), composto em 4,8% (52,2 MW médios) classificados como Razão Energética e Confiabilidade e 3,5% (38,2 MW médios) classificados como Razão de Indisponibilidade Externa (REL) antes do atingimento da franquia e excluídos os eventos motivados por REL passíveis de ressarcimento. Quando observados os dados totais, os cortes foram na ordem de 13,9% (150,3 MW médios) para a fonte eólica, sendo que 5,6% (60,3 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

O portfólio de ativos eólicos da Auren, diversificado geograficamente, mostrou-se mais uma vez resiliente e complementar. Nos ativos eólicos, os parques de Alto Sertão II e Tucano, ativos localizados na Bahia, concentraram 68,7% do *curtailment* eólico no trimestre, sendo que aproximadamente metade desse montante estão associados a limitações de escoamento ligadas ao bipolo Xingu-Rio, conforme detalhado na seção “Mercado de Energia”.

| Gráfico 13 | Projetos Eólicos – Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 1T25

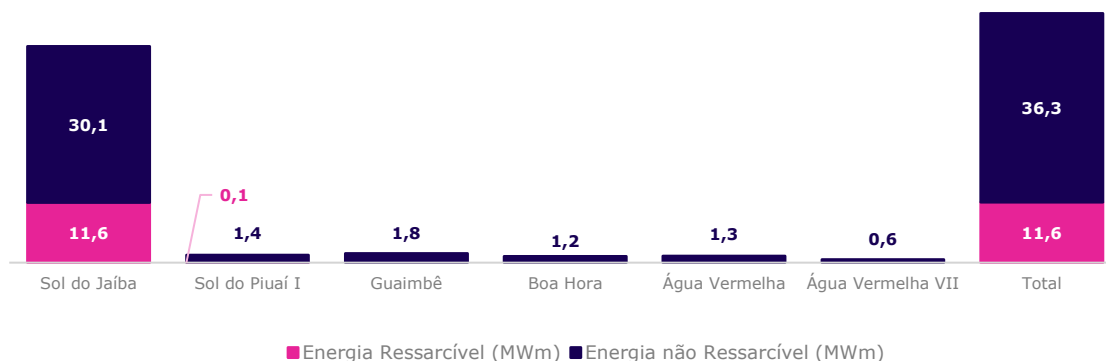


Para os ativos solares, o 1T25 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 11,4% (29,6 MW médios), excluída a totalidade dos eventos motivados por Razão de Indisponibilidade Externa – REL. Quando observados os dados totais, os

⁽¹⁾ Valor apurado apenas para março de 2024, quando o indicador passou a ser apurado após entrada em operação.

cortes foram na ordem de 18,4% (47,9 MW médios) para a fonte solar, sendo que 4,5% (11,6 MW médios) são ressarcíveis, uma vez que foram eventos subsequentes ao atingimento da franquia para fins de ressarcimento de eventos de REL.

| Gráfico 14 | Projetos Solares - Restrições de Geração Ressarcíveis e Não-Ressarcíveis Determinadas pelo ONS no 1T25



É importante ressaltar que parte do *curtailment* total observado no portfólio da Auren por Razões Energéticas e de Confiabilidade decorreu do recurso eólico excepcionalmente elevado para a época do ano. Considerando ambas as razões de cortes, o impacto combinado foi de 81,8 MW médios. Segundo estimativas da Companhia, 47% (35 MW médios) desse montante está associado à geração eólica acima do esperado para essa época do ano, superando o padrão histórico representado pelo P50.

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 49 milhões. Desse valor, R\$ 16 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 20 milhões representam os cortes por Confiabilidade e R\$ 13 milhões os cortes por Razão Energética.

Cabe destacar que as restrições de geração devem ser avaliadas sob o efeito do portfólio integrado, dado que há impactos positivos e negativos para cada uma das diferentes fontes que compõem a capacidade instalada da companhia. Nesse sentido, conforme explicado na seção “Modulação da Geração”, a seguir, a Companhia teve ganhos de modulação da ordem de R\$ 18 milhões, que somados aos R\$ 49 milhões de impacto do *curtailment*, resultam num impacto líquido de R\$ 31 milhões para o portfólio. O reconhecimento do ressarcimento no resultado da Companhia transita nas linhas de “Receita Bruta” – “Venda de energia” – “Provisão de Ressarcimento” das Demonstrações de Resultados e pode ser observado na nota explicativa 19 das Demonstrações Financeiras.

Modulação da Geração

O atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange ao perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Dado que o 1T25 foi marcado por um cenário hidrológico bastante recessivo e que a matriz energética brasileira conta atualmente com aproximadamente 36% de capacidade instalada baseada em fontes intermitentes, o PLD apresentou um comportamento bastante volátil no período.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada – com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica – a Auren aferiu resultados positivos quando comparamos seu perfil horário de geração ao PLD. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo. Com base nos dados de geração e preço horário no 1T25, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 18 milhões para a Auren.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 12 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var. %
Receita Líquida	1.621,0	1.326,2	22,2%
Custo com Compra de Energia	(188,7)	(198,7)	-5,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,2)	(168,6)	6,9%
Margem Líquida	1.252,1	958,9	30,6%
<i>Margem Líquida</i>	77,2%	72,3%	4,9 p.p.
PMSO	(240,6)	(258,9)	7,1%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	11,9	(22,3)	n.a.
EBITDA	1.023,5	677,7	51,0%
Dividendos Recebidos	58,3	-	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	(23,3)	8,1	n.a.
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	1,4	-	n.a.
Baixa de imobilizado	10,1	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.070,1	713,2	50,0%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	66,0%	53,8%	12,2 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 1,1 bilhão no 1T25, R\$ 356,9 milhões (50,0%) superior se comparado ao 1T24. As variações de ambos os períodos refletem principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 294,8 milhões (ou 22,2%) no trimestre, sendo R\$ 105,8 milhões em função de aumento do volume de energia vendida pelos ativos que entraram em operação ao longo de 2024, devido (i) a entrada em operação faseada aliada ao incremento da disponibilidade nos complexos eólicos Tucano e Cajuína de R\$ 84,6 milhões, e (ii) o início da operação da usina solar Jaíba, com impacto de R\$ 17,9 milhões no 1T25. No segmento eólico, a melhor disponibilidade e aderência a curva de potência dos parques em conjunto com recursos eólicos melhores no período, contribuíram para o crescimento da geração, resultando em um impacto de R\$ 57,5 milhões. Ainda no segmento eólico, a Auren harmonizou o critério de provisão de ressarcimento adotada para os ativos incorporados, reduzindo a provisão em R\$ 53,7 milhões no trimestre comparado com o mesmo período de 2024. No segmento de geração hidrelétrica o crescimento da receita líquida foi de R\$ 70,3 milhões, impulsionado majoritariamente por um melhor GSF e maior preço médio de venda em operações com partes relacionadas na comparação entre os dois períodos.
- Custo com Compra de Energia:** redução de R\$ 10,0 milhões no trimestre, totalizando R\$ 188,7 milhões vs R\$ 198,7 milhões no 1T24. Grande parte da redução do custo é explicada pela menor necessidade de compra de energia para equalizar o balanço energético da Companhia.
- Encargos Setoriais:** crescimento de 6,9% no 1T25, com custo total no trimestre de R\$ 180,2 milhões ante R\$ 168,5 milhões no 1T24. O aumento ocorreu em função principalmente da entrada em operação comercial dos ativos que entraram em operação ao longo de 2024, aliada à incidência da inflação sobre os encargos vigentes nos parques operacionais.
- Margem Líquida:** aumento de R\$ 293,2 milhões no trimestre, totalizando R\$ 1,2 bilhão no 1T25 comparada a R\$ 958,9 milhões no 1T24. O resultado reflete os fatores explicados acima. No trimestre, a Companhia gerou R\$ 18 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia proporcionados pela diversificação de seu portfólio, conforme apresentado na sessão "Modulação de Geração".
- PMSO:** R\$ 240,6 milhões no 1T25, redução de 7,1% em relação ao 1T24, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- ORO:** variação de R\$ 34,2 milhões frente a despesa de R\$ 22,3 milhões no 1T24. A variação entre os períodos é explicada, principalmente, pela reversão de provisão para litígios de R\$ 23,3 milhões em 2025 vs uma constituição de provisão no 1T24 de R\$ 8,1 milhões.
- Dividendos:** dividendos recebidos dos ativos hidrelétricos com participações minoritárias de R\$ 58,3 milhões no 1T25. Maiores detalhes sobre estes ativos estão na seção [Participações Minoritárias da Auren](#).

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

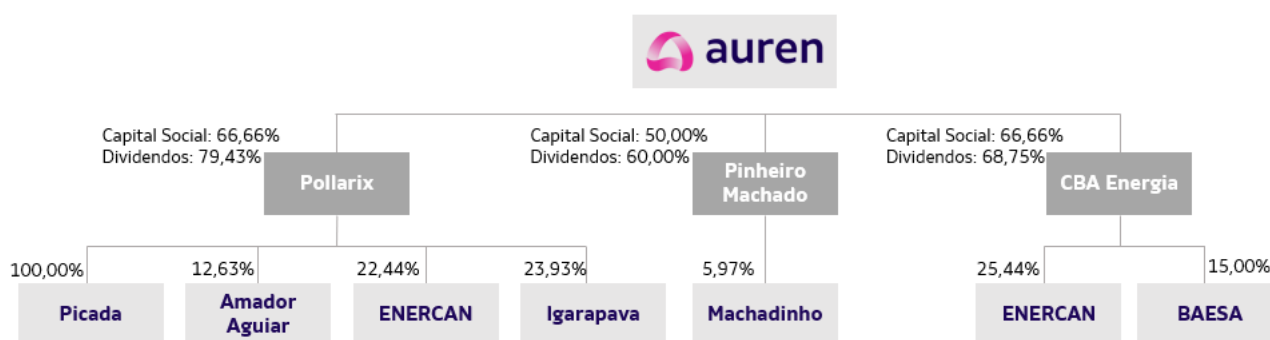
Participações Minoritárias da Auren

Nesta seção apresentamos o desempenho dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui participação minoritária por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Votorantim Cimentos Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

As informações do balanço energético e informações financeiras são apresentados no nível consolidado das *holdings* CBA Energia, Pollarix e Votorantim Cimentos Pinheiro Machado. Para informações detalhadas sobre a estrutura societária e as principais características das hidrelétricas nas quais a Companhia detém participação minoritária, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

O volume de compra de energia demonstrado no Balanço Energético da Tabela 13 reflete, principalmente, as compras de que as *holdings* realizam para repassar energia proveniente dos ativos para os clientes finais, além das compras para suprir exposição ao MRE. O balanço das participações não sofreu mudanças relevantes do 4T24 para o 1T25.

I Figura 3 | Estrutura Societária das Participações Minoritárias em Hidrelétricas



| Tabela 13 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽⁴⁾

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	260	256	256	256	244
Compras (b)	164	147	117	117	105
Recurso (c) = (a) + (b)	424	403	373	373	348
Vendas no ACL (d)	383	369	369	369	344
Requisitos (e)	383	369	369	369	344
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	40,8	33,9	4,2	4,2	4,2

Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

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

Na tabela 14, a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívida em seus respectivos balanços.

| Tabela 14 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽¹⁾

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	1T25	1T24	Var.%
Volume Energia Vendida (MWm)	429	421	2,0%
Margem R\$/MWh	126	119	6,4%
Margem Bruta	119,2	109,9	8,5%
PMSO	(5,5)	(6,5)	-14,8%
EBITDA Ajustado⁽²⁾	113,7	103,4	9,9%
Depreciação & Amortização	(9,4)	(9,3)	1,5%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	32,3	19,0	69,6%
EBIT	136,5	113,2	20,6%
Resultado Financeiro	0,1	0,0	33,2%
LAIR	136,6	113,2	20,6%
IR/CSLL	(27,3)	(26,3)	3,9%
Lucro Líquido⁽³⁾	109,3	86,9	25,7%
Dividendos Recebidos Pela Auren Energia	58,3	0,0	n.a.

Principais destaques do 1T25:

- a) **Margem Bruta:** a melhor margem de R\$ 9,3 milhões é explicada principalmente pelo reajuste de preços nos contratos de venda de energia, melhora no fator GSF e o incremento no preço médio da energia na CBA Energia de R\$ 68,4/MWh no 1T24 vs R\$ 217,2/MWh no 1T25 referente ao volume de energia excedente de 30MWm, dada a dinâmica dos preços de mercado no período.
- b) **PMSO:** R\$ 5,5 milhões no primeiro trimestre de 2025, frente a R\$ 6,5 milhões no ano anterior. Redução de R\$ 1,0 milhão é explicada, principalmente, por menores gastos com manutenção nos ativos de Picada e Amador Aguiar no 1T25, devido a reprogramação da modernização de alguns ativos para o 2T25, considerando o período de chuvas no primeiro trimestre.
- c) **EBITDA Ajustado:** R\$ 113,7 milhões no 1T25, crescimento de 9,9% quando comparado aos R\$ 103,4 milhões registrados no 1T24, explicado pela combinação do crescimento da margem e redução do PMSO entre os períodos analisados.
- d) **Outros Resultados:** R\$ 32,3 milhões no 1T25 frente a R\$ 19,0 milhões no mesmo período do ano anterior, crescimento de R\$ 13,3 milhões devido, principalmente, pela melhora dos preços marcados a mercado dos contratos de venda do excelente de energia da Pollarix.
- e) **Dividendos Recebidos:** R\$ 58,3 milhões no primeiro trimestre de 2025. Conforme mencionado no 4º trimestre de 2024, as alterações nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos, distribuem o montante anual de forma mais linear ao longo do ano, diferente dos períodos anteriores, quando o recebimento ficava concentrado no último trimestre de cada ano. Tais fatos explicam a variação observada quando comparado o 1T25 com 1T24.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

⁽¹⁾ DRE Gerencial para fins de análise dos resultados de equivalência patrimonial dos ativos hidrelétricos com participação minoritária.

⁽²⁾ EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

⁽³⁾ O Lucro Líquido apresentado na tabela 16 pode ser identificado na nota explicativa número 11 das Demonstrações Financeiras de Auren Energia, ao somar o resultado de equivalência patrimonial das coligadas Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações. Os valores referentes à 2023 são diferentes dos divulgados na nota explicativa da DF 2024 divulgada dado que a DRE desta seção foi elaborada para fins de comparação, considerando os resultados individuais das empresas.

⁽⁴⁾ 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).

Comercialização

A Auren é a maior comercializadora de energia do país, provendo à Companhia uma carteira diversificada de clientes e otimização na alocação de energia. Sua inteligência de mercado e atuação estratégica reforçam a resiliência operacional, contribuindo para a redução de riscos e geração de resultados positivos.

Balanco Energético do Segmento de Comercialização

A tabela 15 apresenta o Balanco Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2025 e 2026. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Em 2025, a Auren já comercializou 5.045 MW médios de energia vendida tanto para clientes consumidores finais como para demais contrapartes, consolidando sua posição de liderança no segmento de comercialização de energia.

| Tabela 15 | Balanco Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MWm)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (A)	4.990	3.059	2.091	1.527	828	597
Vendas⁽¹⁾ (B)	5.045	3.256	2.102	1.563	735	531
Balanco Comercialização (A - B)	-55	-197	-11	-35	94	65
Margem Contratual⁽²⁾ (R\$/MWh)	9	16	-	-	-	-
Balanco Consolidado Auren⁽³⁾	310	238	719	878	1.550	1.683

No 1T25, a gestão do portfólio foi marcada por dois movimentos principais: (i) a redução da posição *short* da comercializadora para 2025, de 123 MW médios no 4T24 para 55 MW médios. A redução ocorreu principalmente devido às compras realizadas. Esse movimento teve como objetivo antecipar-se a uma expectativa de aumento na volatilidade dos preços de mercado, permitindo uma gestão mais eficaz dos riscos associados às flutuações de preço, e (ii) no horizonte de 2027 a 2029, houve a celebração de contratos *intercompany* que representam cerca de 150 MW médios de venda do portfólio de geração para a área de comercialização. Estas compras, juntamente com outras operações realizadas pela comercializadora, resultaram em uma redução da posição *short* da comercializadora para o este período.

No balanço energético do portfólio consolidado, houve redução de aproximadamente 55 MW médios da posição *long* para o período de 2027 a 2029, com contratações a um preço médio de R\$ 163/MWh. Além disso, foi fechado um contrato de longo prazo para a venda de 33 MW médios do portfólio solar, conforme detalhado no capítulo de Balanco Energético da Geração. Com isso, a posição *long* do portfólio consolidado para 2027 a 2029 foi reduzida em um total de 88 MW médios.

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é fundamental considerar a participação das operações de *trading* de curto prazo, que geralmente apresentam margens unitárias mais baixas, mas envolvem volumes elevados de energia. Esse tipo de operação tem impacto direto na margem contratual média da comercializadora.

Como exemplo, a variação observada na margem contratual de 2025 — quando comparada entre a data-base atual e a de dezembro de 2024 — é explicada justamente pela presença significativa de operações de *trading* de curto prazo.

Exposição a diferenças de preços entre submercados

Devido às condições de operação do SIN e aos limites de intercâmbio entre os subsistemas, foi observado ao longo do 1T25, principalmente no mês de março, um aumento da diferença entre os preços de submercados. Enquanto a média do PLD em março no submercado Sudeste/Centro-Oeste foi de R\$ 327,3/MWh, nos submercados Norte e Nordeste a média foi de R\$ 59,0/MWh, uma diferença de R\$ 268,4/MWh no mês. No trimestre, a diferença média foi de R\$ 103,4/MWh.

No portfólio da Auren, os ativos que estão instalados no submercado Nordeste somam 1.522 MW médios de garantia física, sendo que 806 MW médios (53%) possuem contratos de longo prazo no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesses contratos, a energia é vendida no submercado de origem do ativo, de forma que o risco de exposição às diferenças de preços entre submercados é assumido pelo comprador.

Para os 716 MW médios do portfólio de geração no nordeste comercializados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Auren possui, em sua estratégia de comercialização, iniciativas para mitigação deste risco, sendo as principais: (i) vendas diretas para clientes com consumo de energia nos submercados Norte e Nordeste, (ii) participação em leilões de energia existente e (iii) cobrança de *spreads* nos contratos com os sócios autoprodutores para venda nos submercados

⁽¹⁾ Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

⁽²⁾ A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição. Data-base dos preços: 01 de fevereiro de 2025. Dólar considerado: R\$5,74 (BRL/USD).

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

Sudeste/Centro-Oeste e Sul, gerando uma receita adicional que faz frente às diferenças de preços entre submercados esperadas no horizonte contratual, e (iv) realização de operações de *swaps* de submercado (*hedges*) em momentos favoráveis de mercado.

Devido às iniciativas de mitigação mencionadas, à sazonalidade de produção dos ativos eólicos, que possui menor geração esperada no começo do ano, e a estratégia de comercialização da Companhia, o volume de vendas para clientes nos submercados Norte e Nordeste superou a geração da Auren na região no 1T25, deixando o balanço energético consolidado da Companhia deficitário (*short*) nos submercados Norte e Nordeste, de forma que a Companhia se beneficiou da diferença de preços em relação ao submercado Sudeste/Centro-Oeste. O ganho estimado para o 1T25 relativo à diferença de preços entre submercados foi de R\$ 60 milhões. Para o restante do ano, devido à sazonalidade dos ativos eólicos concentrada no 3º trimestre, as vendas não superam a garantia física. Cabe ressaltar que as exposições energéticas entre submercados e seus respectivos impactos estão divididos entre os negócios de geração e comercialização, mas são geridas de forma consolidada pela Companhia.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 16 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var. %
Receita Líquida	1.787,8	1.205,4	48,3%
Custo com Energia	(1.599,1)	(1.135,9)	40,8%
Margem Líquida	188,7	69,5	171,5%
<i>Margem Líquida</i>	10,6%	5,8%	4,7 p.p.
PMSO	(29,7)	(20,0)	48,6%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(33,2)	116,0	n.a.
EBITDA	125,8	165,5	-24,0%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	38,7	(113,7)	n.a.
Outros Ajustes	0,1	0,0	n.a.
EBITDA Ajustado	164,6	51,8	217,8%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	9,2%	4,3%	4,9 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 164,6 milhões no 1T25 ante R\$ 51,8 milhões positivo registrados no 1T24, um crescimento de 217,8%, explicado principalmente:

- Margem Líquida:** totalizou R\$ 188,7 milhões no 1T25, 171,5% superior à margem observada no ano anterior. Tal variação é explicada, majoritariamente, pelo aumento na margem de comercialização, passando de R\$ 6,0/MWh no 1T24 para R\$ 15,8/MWh no 1T25, refletido pela exposição positiva construída no trimestre, em um contexto de preços de mercado mais elevados devido ao cenário hidrológico mais adverso em relação ao 1T24, quando os preços se encontravam próximos ao piso regulatório. Por fim, a comercializadora obteve ganhos de R\$ 60 milhões com descolamento entre submercado.
- PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 29,7 milhões no 1T25, ante R\$ 20,0 milhões no 1T24. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera Comercializadora de R\$ 7,9 milhões, que passou a ser consolidada a partir de setembro de 2024, após a conclusão de sua aquisição.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Desempenho Financeiro Consolidado

Demonstração de Resultados Proforma

Importante: Esta seção apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Tendo em vista a conclusão da operação com a AES Brasil Energia em 31/10/2024, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T25 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras Trimestrais do 1T24 são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando as operações combinadas da AES Brasil e da Companhia desde 01/01/2024 exclusivamente para fins comparativos. Desta forma, os resultados contábeis da Auren Energia e da AES Brasil, divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais de março de 2024, foram consolidados somando os valores de ambas as empresas e eliminando as transações entre partes relacionadas. Além disso, foram feitas reclassificações entre grupos DRE para fins de comparabilidade e para melhor apresentação.

A Companhia ressalta que as informações proforma (i) possuem caráter meramente informativo e foram elaboradas exclusivamente para auxiliar o mercado na simulação dos resultados combinados tendo em vista a operação com a AES Brasil e destina-se única e exclusivamente para facilitar a visualização e interpretação dos dados do 1T25; (ii) foram elaboradas pela Companhia, não tendo sido auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes e não constituem, sob qualquer hipótese, demonstrações financeiras, conforme legislação e regulamentação aplicáveis; (iii) são apresentadas em caráter voluntário; (iv) não devem ser usadas como base para decisões de investimento, tampouco interpretadas como projeção de desempenho futuro da Companhia; (v) não substituem quaisquer informações financeiras auditadas previamente divulgadas pelas companhias; e (vi) recomenda-se aos investidores uma análise independente das informações proforma sempre e somente em conjunto com as informações financeiras revisadas ou auditadas da Companhia.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia – participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "[Participações Minoritárias da Auren](#)", além de 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\$ 9,6 milhões no 1T25. Para maiores informações, vide Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

Com o objetivo de promover maior transparência e auxiliar os investidores e analistas em suas análises, a Companhia disponibiliza a [Planilha Interativa](#) no site de Relações com Investidores.

| Tabela 17 | Resultados do Período

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.%
Receita Líquida	2.952,3	2.209,4	33,6%
Custo com Compra de Energia	(1.330,9)	(1.011,8)	31,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(180,5)	(175,0)	3,2%
Margem Líquida	1.440,8	1.022,5	40,9%
<i>Margem Líquida</i>	48,8%	46,3%	2,5 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(302,0)	(309,3)	-2,4%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	238,6	226,6	5,3%
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(229,2)	(248,1)	-7,6%
Dividendos das Participações Minoritárias	58,3	-	n.a.
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	5,5	-	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(23,2)	8,4	n.a.
Baixa de Imobilizado	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	40,8%	32,9%	7,9 p.p.
Depreciação e Amortização	(458,2)	(345,8)	32,5%
Equivalência Patrimonial	72,1	62,8	14,9%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%
LAIR	259,4	302,4	-14,2%
Impostos (IR/CSLL)	(205,4)	(151,2)	35,8%
Resultado Líquido	54,0	151,3	-64,3%

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

Margem Líquida

A Margem Líquida (resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais) totalizou R\$ 1.440,8 milhões no 1T25, aumento de 40,9% na comparação com o 1T24 (R\$ 1.022,5 milhões).

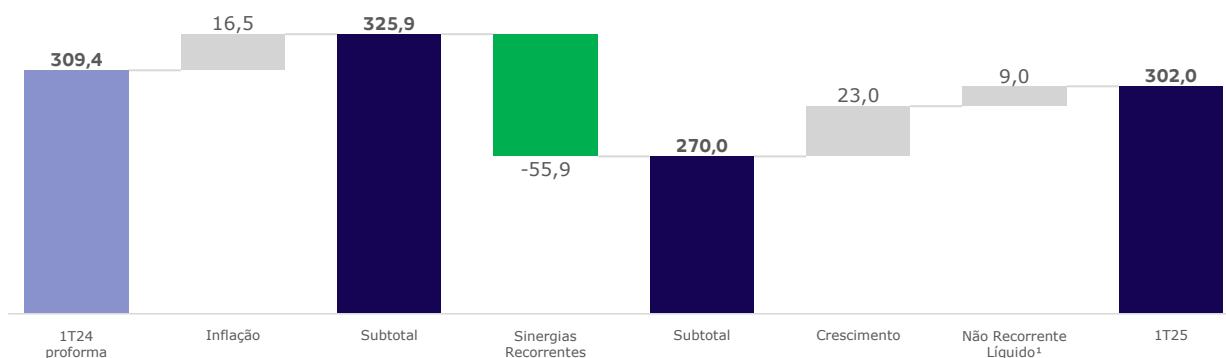
Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

- a) **Receita Líquida:** crescimento de 33,8% na comparação entre trimestres, principalmente devido à entrada em operação do complexo solar Jaíba e dos complexos eólicos Tucano e Cajuína, ao preço médio de venda do segmento de geração mais alto no trimestre e ao aumento do volume e preço médio de venda da comercializadora.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 31,9% no 1T25, reflexo principalmente do aumento do volume transacionado na comercializadora.
- c) **Encargos Setoriais:** aumento de 3,1% no 1T25, principalmente em função da plena operação dos ativos que entraram em operação comercial ao longo de 2024, aliada à incidência da inflação sobre os encargos para os parques operacionais.

Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis (excluindo crescimento orgânico, Esfera e itens não recorrentes) apresentou uma redução de R\$ 55,9 milhões (17,2%) quando comparado ao 1T24, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com as iniciativas de eficiência e captura de valor.

| Gráfico 15 | PMSO Trimestre (R\$ milhões)



O PMSO totalizou R\$ 302,0 milhões no 1T25 vs R\$ 309,4 milhões no 1T24, uma redução de 2,3%. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 115,1 milhões no 1T25, em linha quando comparado com o mesmo período de 2024 (R\$ 114,6 milhões). As capturas de sinergias com a combinação de negócios na ordem de R\$ 22,4 milhões realizadas no 1T25 compensaram: (i) inflação do período de R\$ 4,9 milhões; (ii) R\$ 7,9 milhões de gastos associados ao crescimento devido à entrada em operação de novos ativos e pela aquisição da Esfera Energia, que está consolidada apenas a partir de setembro de 2024; (iii) despesas não recorrentes de R\$ 2,5 milhões; e (iv) maior pagamento de remuneração variável de R\$ 7,1 milhões.
- b) **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** total de R\$ 145,6 milhões, uma redução de R\$ 10,9 milhões no 1T25, 7,0% inferior ao 1T24 (R\$ 156,6 milhões), principalmente em decorrência de reduções relevantes em Tecnologia da Informação (TI) a partir da conclusão da Transação, além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia capturadas com as iniciativas de sinergia.
- c) **Outros (O):** R\$ 41,2 milhões no 1T25, um crescimento de 8,0% se comparado ao 1T24 (R\$ 38,2 milhões). A variação é explicada majoritariamente pelo crescimento das despesas com arrendamentos.

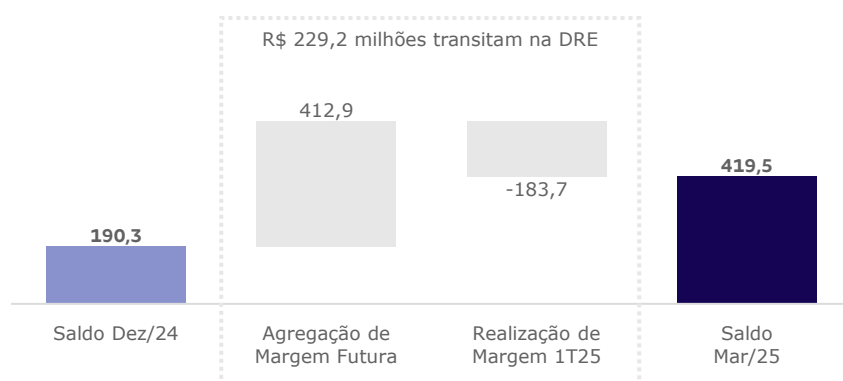
⁽¹⁾ Considera despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros).

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 238,6 milhões 1T25 ante uma receita de R\$ 226,6 milhões no 1T24. A variação é explicada principalmente pela reversão de provisão para litígios de R\$ 23,2 milhões no 1T25 frente a uma constituição de provisão de R\$ 8,4 milhões no 1T24, além do efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia. No Gráfico 16, é demonstrada a variação do saldo societário da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura do 1º trimestre de 2025, ficando evidente a agregação de valor relevante no período, que adicionou R\$ 412,9 milhões referentes à marcação a mercado de volumes de energia para entrega futura negociados ao longo do trimestre, além da realização de ganhos no valor de R\$ 183,7 milhões de posições construídas em períodos anteriores.

Parte substancial do ganho consolidado de marcação a mercado registrado no trimestre já está refletido na margem de energia projetada para o ano. Trata-se, portanto, de um reconhecimento antecipado, decorrente da sistemática contábil aplicada aos contratos de compra e venda de energia na comercializadora. Dessa forma, a maior parte deste resultado não representa um ganho adicional à margem anual, mas sim a antecipação contábil de uma margem que será efetivamente realizada ao longo do ano.

| Gráfico 16 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2025 (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado

| Tabela 18 | Reconciliação do EBITDA Ajustado⁽¹⁾ Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	(229,2)	(248,1)	-7,6%
Despesas com Iniciativas de Crescimento	5,5	-	n.a.
Dividendos de Participações Minoritárias	58,3	-	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Baixas de Depósitos Judiciais	(23,2)	8,4	n.a.
Baixa de imobilizado	16,4	-	n.a.
Outros Ajustes	-	27,4	n.a.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
Margem EBITDA Ajustado	40,8%	32,9%	7,9 p.p.

Os dividendos recebidos das participações minoritárias da Auren no 1T25 foram de R\$ 58,3 milhões, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano, conforme mencionado na divulgação do 4T24.

⁽¹⁾O EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, uma vez que na visão da Companhia os ajustes descritos na tabela acima não fazem parte das operações normais do seu negócio e/ou distorcem a análise do seu desempenho.

Resultado Financeiro

| Tabela 19 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
Receitas Financeiras	276,2	226,7	21,8%
Despesas Financeiras	(1.008,2)	(581,1)	73,5%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 732,1 milhões no 1T25 comparado a R\$ 354,4 milhões com o mesmo período de 2024.

- a) **Receitas Financeiras:** aumento do rendimento sobre aplicações financeiras justificada principalmente pelo maior saldo aplicado no 1T25, considerando o incremento da posição de caixa entre os períodos (R\$ 7,2 bilhões ante R\$ 5,6 bilhões no 1T24), além da variação do CDI médio no período (12,95% a.a. no 1T25 ante 11,28% a.a. no 1T24).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 1,0 bilhão no 1T25, comparada a despesa de R\$ 581,1 milhões no 1T24. O crescimento de R\$ 427,1 milhões decorre, principalmente, de:
 - a. **Encargos e Atualizações Monetárias:** R\$ 909,4 milhões no 1T25 comparado à R\$ 527,2 milhões no mesmo trimestre do ano anterior. A variação de R\$ 382,2 milhões é explicada por um crescimento de R\$ 295,3 milhões de despesas com juros sobre empréstimos e de R\$ 86,9 milhões em atualização monetária, explicados, principalmente, pela maior base de endividamento entre os períodos – R\$ 26,0 bilhões no 1T25 e R\$ 18,0 bilhões no 1T24.
 - b. **Juros Capitalizados:** R\$ 8,2 milhões no 1T25 comparado a R\$ 49,0 milhões no 1T24, redução de R\$ 40,9 milhões nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso entre os períodos, decorrente da conclusão da construção dos projetos eólicos e solares que entraram em operação ao longo de 2024.
 - c. **Outras Despesas Financeiras:** as demais despesas financeiras no 1T25 totalizaram R\$ 107,0 milhões, em linha com os R\$ 103,0 registrados no 1T24.

Resultado Líquido

| Tabela 20 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA	1.377,5	939,8	46,6%
Depreciação/Amortização	(458,2)	(345,8)	32,5%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(354,4)	106,6%
IR/CS	(205,4)	(151,2)	35,9%
Equivalência Patrimonial	72,1	62,8	14,9%
Resultado Líquido	54,0	151,2	-64,3%

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 54,0 milhões no 1T25 ante um lucro líquido de R\$ 151,2 milhões no 1T24.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 1,4 bilhões no 1T25 ante R\$ 939,8 milhões no 1T24, superior em 46,6%, conforme explicado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 459,2 milhões no 1T25 ante R\$ 345,8 milhões no 1T24, um crescimento de 32,5%, reflexo da amortização de mais-valias originadas nas aquisições da AES Brasil e da Esfera, além do início da operação dos complexos Cajuína e Tucano em 2024.
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 205,4 milhões no 1T25, ante R\$ 151,2 milhões de despesa no 1T24 (crescimento de 35,9%), principalmente em função do aumento do EBITDA consolidado no 1T25, conforme mencionado acima. No trimestre, R\$ 74,5 milhões referem-se a parcela caixa, dos quais R\$ 41,5 milhões são referentes à antecipação de impostos sobre os ativos tributados no regime de lucro real.

- d) Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi positiva em R\$ 73,2 milhões no trimestre (ante R\$ 62,7 milhões positivos no 1T24), reflexo do melhor resultado nas participações em decorrência, principalmente, da variação na marcação a mercado dos contratos futuros de energia, sem impacto caixa e nos dividendos recebidos pela Auren.

Endividamento

Nos primeiros quatro meses de 2025, a Auren evoluiu na gestão de seu passivo financeiro, que se traduziram em redução da dívida bruta, na diminuição do custo médio e no alongamento do perfil de amortização.

Considerando o fechamento de 31 de março de 2025, ajustado pelos movimentos anunciados em abril ("proforma⁽¹⁾"), a dívida bruta totalizou R\$ 24,8 bilhões, representando uma redução de R\$ 2,2 bilhões em comparação ao fechamento de dezembro de 2024. O prazo médio da dívida foi estendido para cerca de 6,5 anos, um aumento em relação ao final de 2024, quando o prazo médio era de aproximadamente 5,9 anos.

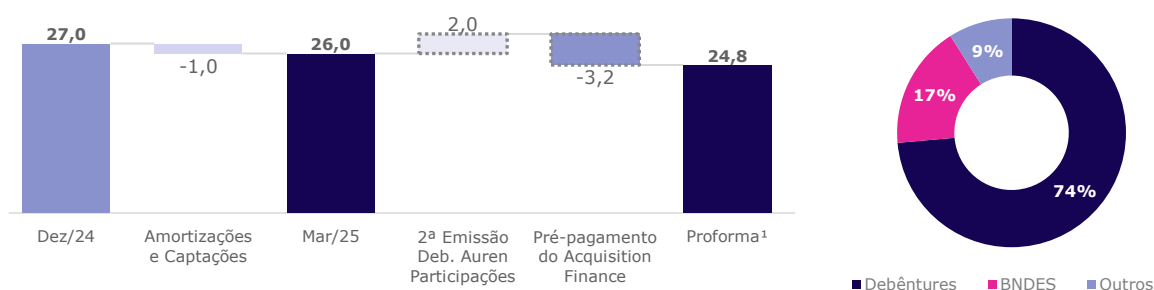
Considerando a dívida líquida proforma, aproximadamente 67% estão atreladas ao IPCA, o mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Auren. Esta estratégia oferece proteção contra oscilações futuras, enquanto uma parcela reduzida, apenas 20%, é remunerada pelo CDI, minimizando os impactos de possíveis aumentos na taxa de juros SELIC. No trimestre, o custo médio da dívida líquida da Companhia foi reduzido para CDI-1,7% ao ano.

Em abril de 2025, a Companhia realizou ações relevantes na gestão do endividamento, conforme gráficos 17 e 19:

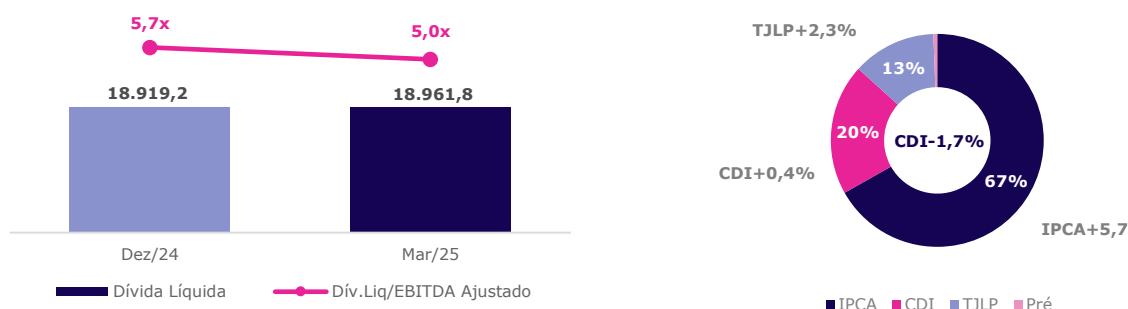
- A Auren Participações realizou sua 2ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 2,0 bilhões, prazo de 10 anos e remuneração de IPCA+7,4515% a.a., equivalente à NTN-B 2035 menos 0,15% a.a. na data da precificação. A operação recebeu *rating* AAA da Moody's, refletindo a qualidade de crédito da Companhia e a percepção positiva do mercado quanto à sua solidez financeira. Além disso, a Auren Participações realizou um *swap*, que converte o custo da Emissão de IPCA+7,4515% a.a. para CDI-0,50% a.a., resultando em um custo *all-in* final próximo a CDI sem *spread*;
- A Auren Energia realizou o pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões de um total de R\$ 5,4 bilhões (principal) da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisiton finance*), sem incidência de *break funding fee*, com vencimento original em outubro de 2028, com custo crescente a cada ano, sendo o custo do primeiro ano de CDI + 1,1% a.a., no segundo CDI+1,2% a.a., no terceiro CDI + 1,5% a.a. e, no último ano, custo final de CDI + 2,0% a.a.

Dado o crescimento do EBITDA ajustado dos últimos 12 meses, a Companhia apresentou, no encerramento do 1T25, Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) de 5,0x, queda de 0,7x comparado ao encerramento de dezembro de 2024, reforçando o compromisso da Companhia com a desalavancagem.

| Gráfico 17 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma⁽¹⁾



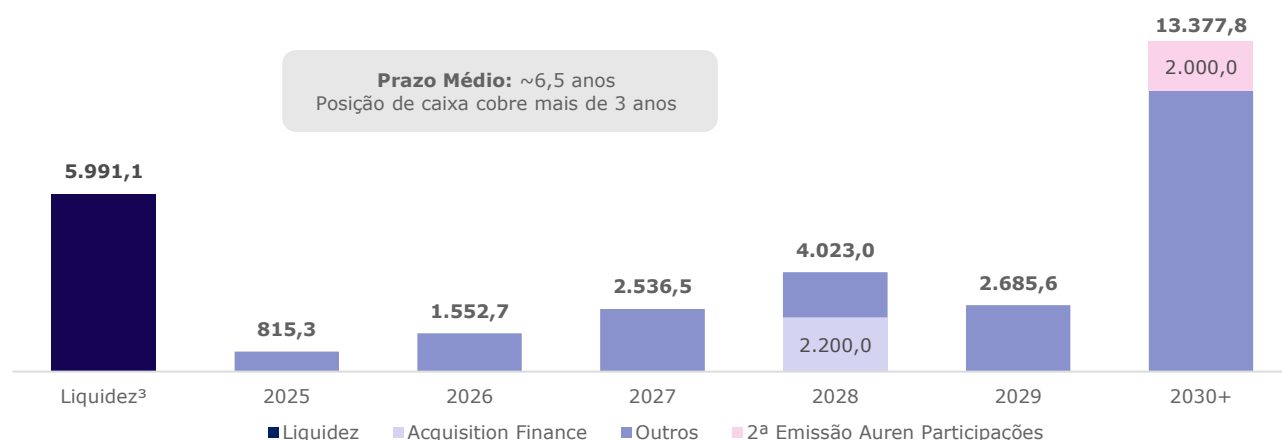
| Gráfico 18 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida Proforma⁽¹⁾



⁽¹⁾ Proforma considera visão de 31 de março de 2025, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisiton finance*) da Auren Energia e 2ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 2,0 bilhões.

Ao final do 1T25, a Auren registrou liquidez robusta de R\$ 7,2 bilhões. Em abril, após o pré-pagamento de parte do *acquisition finance*, a Companhia manteve liquidez de R\$ 6,0 bilhões, posição robusta que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos três anos.

| Gráfico 19 | Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta Proforma⁽¹⁾ (R\$ milhões)



| Tabela 21 | Endividamento (31 de março de 2025)

R\$ milhões	Mar/25	Mar/24	Var.	Dez/24	Var.
Dívida Bruta	25.992,3	17.999,8	44,4%	27.044,7	-3,9%
Instrumentos Financeiros Derivativos ⁽²⁾	(8,9)	281,4	n.a.	(182,6)	-95,1%
Arrendamentos	169,5	296,9	-42,9%	170,6	-0,6%
Dívida Bruta Ajustada⁽³⁾	26.152,9	18.578,1	40,8%	27.032,7	-3,3%
Liquidez ⁽⁴⁾	7.191,1	5.688,5	26,4%	8.113,5	-11,4%
Dívida Líquida	18.961,8	12.889,6	47,1%	18.919,2	0,2%
EBITDA Ajustado	3.787,6	3.405,5	11,2%	3.309,1	14,4%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,0x	3,8x	+1,2x	5,7x	-0,7x

Para mais detalhes sobre o endividamento da Companhia, incluindo as características individuais de cada emissão, acesse a Planilha Interativa disponível em formato Excel na [Central de Resultados](#) do website de Relações com Investidores.

Covenants Financeiros – Auren Operações

Em março de 2025, R\$ 5,1 bilhões do total da dívida bruta da Companhia apresentava *covenants* financeiros na subsidiária Auren Operações, sendo eles: (i) limite de até 4,5x de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, que encerrou o período em 3,48x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,37x, atendendo à obrigação contratual.

Ratings

Em abril de 2025, a Moody's iniciou a cobertura da Auren Energia com *rating*, em escala local, de AAA.br e perspectiva estável. Adicionalmente, a agência elevou os *ratings* da Auren Operações de AA.br para AAA.br, e das debêntures da Cajuína AB1 Holdings S.A. e da Tucano Holding II S.A. de AA-.br para AAA.br. A perspectiva dos *ratings* é estável.

Mesmo em um cenário de alavancagem mais elevada, a manutenção dos *ratings* da Auren no grau máximo (AAA) pela Fitch e Moody's, bem como a elevação dos *ratings* das debêntures de subsidiárias oriundas da AES Brasil, refletem os efeitos positivos da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e na solidez da estrutura financeira da Auren.

Para mais detalhes, acesse [Informação Financeiras – Ratings](#) no website de Relações com Investidores da Companhia.

⁽¹⁾ Proforma considera visão de 31 de março, ajustado pelo pré-pagamento de R\$ 3,2 bilhões da 4ª Emissão de Debêntures (*acquisition finance*) da Auren Energia e 2ª Emissão de Debêntures da Auren Participações de R\$ 2,0 bilhões.

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

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

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

Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 22 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ Milhões	1T25	1T24 proforma	Var.
EBITDA Ajustado	1.205,3	727,6	65,7%
IR/CS Caixa	(74,5)	(59,0)	26,4%
Capital de Giro e Outros	(193,0)	81,9	n.a.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(27,8)	(40,6)	n.a.
Fluxo de Caixa Operacional (FCO)	910,0	710,0	28,2%
Serviço da Dívida	(371,4)	(417,7)	n.a.
FCO após Serviço da Dívida	538,6	292,3	84,3%
Índice de Conversão de Caixa	44,7%	40,2%	4,5 p.p.
CAPEX Projetos	(115,9)	(280,3)	n.a.
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(40,0)	(10,5)	282,1%
Captações	-	373,5	n.a.
Amortizações	(1.341,5)	(324,2)	313,8%
Aumento de Capital em Investidas	(10,7)	(9,3)	15,3%
Dividendos	(99,6)	(399,9)	n.a.
Aquisição de Investimento - Esfera Energia	(0,4)	-	n.a.
Fluxo de Caixa Livre	(1.069,5)	(358,3)	198,5%
Saldo de Caixa Inicial	7.200,5	5.253,3	37,1%
Saldo de Caixa Final	6.131,0	4.895,0	25,3%
Fundo Liquidez – Conta Reserva	1.028,7	793,5	29,6%
Aplicações Financeiras	31,4	-	n.a.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras	7.191,1	5.688,5	n.a.

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

- Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** desembolso de R\$ 74,5 milhões no 1T25, ante R\$ 59,0 milhões no 1T24 (crescimento de 26,4%), explicado anteriormente na seção "Resultado Líquido".
- Capital de Giro:** R\$ 193,0 milhões no 1T25, a variação quando comparado ao 1T24 é explicada, principalmente, pelo efeito de maior saldo de operações de curto prazo liquidadas junto à CCEE.
- CAPEX Projetos:** o valor despendido com CAPEX de novos projetos totalizou R\$ 115,9 milhões no 1T25, redução de R\$ 164,4 milhões quando comparado com o 1T24, reflexo da conclusão da construção e início da operação faseada dos projetos eólicos Tucano e Cajuína e do projeto solar Sol de Jaíba entre os períodos. Do saldo total do trimestre, R\$ 90,4 milhões são referentes ao projeto de Cajuína 3.
- Serviço de Dívida:** desembolso de R\$ 371,4 milhões no 1T25, redução 11,1% ante ao 1T24 (R\$ 417,7 milhões). A variação é principalmente explicada pelo desembolso, no 1T24, de juros relacionados aos empréstimos-ponte que integravam o balanço da Auren Participações para construção do Complexo Eólico Cajuína. Esses empréstimos foram substituídos por financiamentos de longo prazo ao longo de 2024.
- Captações e Amortizações:** o saldo entre as captações e amortizações totalizou R\$ 1,4 bilhões no trimestre, majoritariamente refletindo maior amortização sem novas captações no período.
- Dividendos:** o pagamento de dividendo registrado no 1T25 refere-se a dividendos pagos para acionistas não controladores das sociedades em que a Auren possui participação. A variação quando comparado ao pagamento registrado no 1T24 deve-se majoritariamente à distribuição de R\$ 400 milhões aos acionistas de Auren Energia em 2024.
- Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais:** desembolso de R\$ 40,0 milhões no 1T25, refletindo um aumento de R\$ 29,5 milhões em comparação com o 1T24, principalmente devido à gestão do montante de contencioso passivo da Companhia.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Temas Regulatórios

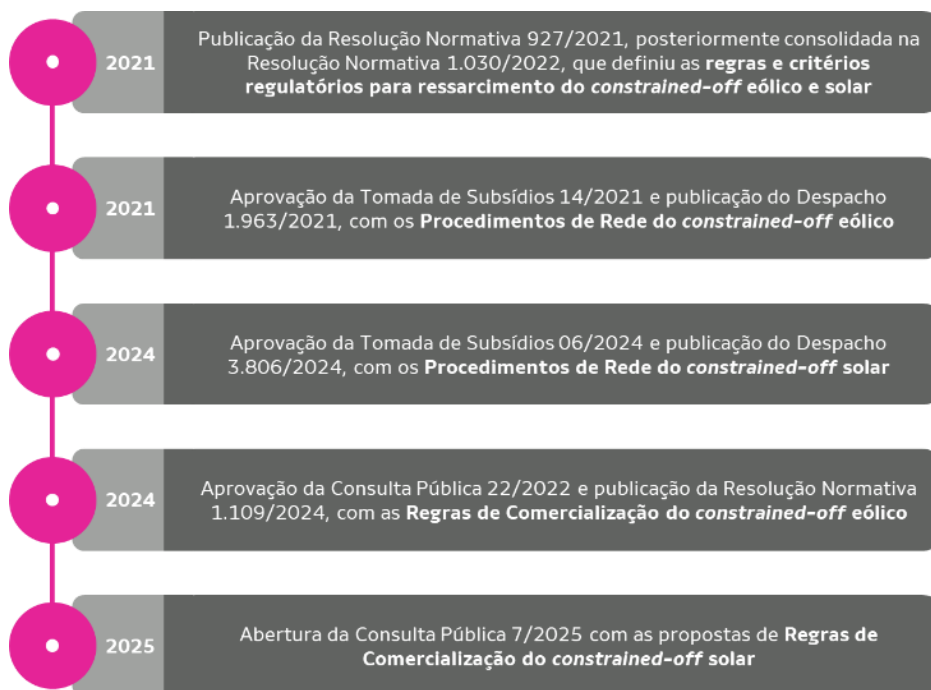
Abertura de Consulta Pública para discutir Regras de Comercialização do *constrained-off* solar e publicação do Despacho ANEEL 541/2025 com perspectivas de ressarcimento

Foi aberta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre fevereiro e abril deste ano, a Consulta Pública (CP) nº 09/2025, que trata da discussão das minutas das Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), voltadas à operacionalização dos ressarcimentos referentes ao *constrained-off* em usinas solares.

Em linhas gerais, a CP aborda as minutas dos cadernos de Regras de Comercialização que tratam da determinação da geração frustrada por conta do *constrained-off*, da apuração do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) devido ao gerador restrito e da internalização desses ressarcimentos nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e nos Contratos de Energia de Reserva (CER).

É importante ressaltar que esta é a última etapa necessária para que a CCEE possa operacionalizar, de forma completa, os ressarcimentos por *constrained-off*, visto que, para a fonte eólica os Procedimentos de Rede e de Comercialização já foram publicados durante o último ano e no caso da fonte solar, apesar de os Procedimentos de Rede já estarem definidos, ainda estão pendentes de aprovação as Regras de Comercialização discutidas agora nesta consulta.

| Tabela 23 | Linha do Tempo dos Dispositivos Regulatórios Referente às Regras Definitivas do *Constrained-off*



Cabe destacar ainda que esta CP trata exclusivamente do período definitivo do *constrained-off* solar, ou seja, dos eventos ocorridos a partir de 1º de abril de 2024 e, assim como definido para os empreendimentos eólicos, apenas os eventos de corte de geração classificados como indisponibilidade externa que ultrapassem a franquia horária anual de indisponibilidade da transmissão (41,5 horas em 2025), ou seja, somente os cortes motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão ou da distribuição. A regra é aplicável tanto para usinas contratadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Complementando a abertura da Consulta, a ANEEL publicou, em 5 de março, o Despacho nº 541/2025, autorizando a CCEE a utilizar a metodologia provisória de cálculo da frustração de geração por *constrained-off* solar para contabilizar as ocorrências verificadas a partir de abril de 2024, até que seja concluída a CP. Lembrando que a metodologia provisória considera, além dos eventos por indisponibilidade de transmissão, também os eventos por confiabilidade, porém para a energia comprometida com contratos no ACR. O objetivo é permitir que a CCEE possa, ao menos, registrar inicialmente os efeitos do *constrained-off* para os geradores impactados desde abril de 2024 e, posteriormente, realizar a recontabilização desses valores com base nas regras definitivas a serem publicadas após esta CP.

A abertura dessa discussão, somada à publicação da Resolução Normativa nº 1.109/2024, em dezembro de 2024 — que aprovou as Regras de Comercialização aplicáveis aos empreendimentos eólicos —, aproxima cada vez mais a efetiva operacionalização dos ressarcimentos financeiros dos contratos regulados que haviam sido suspensos até que as regras de comercialização fossem definidas. A expectativa é que a CCEE divulgue, em breve, um cronograma de pagamento destes ressarcimentos.

Cancelamento do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2025 e perspectiva de nova Consulta Pública

A realização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), inicialmente prevista para o dia 27 de junho deste ano, foi cancelada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em razão de questionamentos judiciais, especialmente pela falta de Consulta Pública precedente a publicação da sistemática do leilão. A medida foi oficializada por meio da Portaria Normativa nº 106, publicada no Diário Oficial da União em 4 de abril, que anulou outras portarias anteriores relacionadas às diretrizes do leilão (nºs 96, 97, 100 e 103).

O MME informou que será publicada uma nova Consulta Pública em breve, com prazo mais curto para contribuições, de forma que o leilão seja viabilizado ainda este ano. O objetivo é revisar os critérios do leilão, especialmente o chamado fator “a”, que define a flexibilidade das usinas no fornecimento de potência.

Diante da necessidade de uma nova consulta pública antes da continuidade do certame, o início de operação do produto relacionado as usinas termelétricas existentes, previsto para setembro de 2025, fica comprometido. De qualquer maneira, a expectativa é que novo certame ainda conte com a contratação de ampliações de empreendimentos hidrelétricos para atendimento de potência.

Apesar do adiamento, a Companhia mantém seus esforços para avaliar a participação da UHE Porto Primavera no LRCAP assim que o processo for retomado pelas autoridades competentes.

Ministério de Minas e Energia apresenta nova proposta de reforma estrutural do setor elétrico

Em abril de 2025, o Ministério de Minas e Energia apresentou uma proposta de reforma estrutural para o setor elétrico, ainda em estágio preliminar, que se encontra em análise pela Casa Civil antes de eventual envio ao Congresso Nacional. Apesar de o texto oficial ainda não ter sido divulgado, o documento técnico já disponível sinaliza medidas com alterações relevantes para consumidores, geradores e comercializadores de energia.

Entre os principais pontos, destaca-se a proposta de abertura total do mercado de energia elétrica para consumidores em baixa tensão a partir de 2028, com previsão de abertura para os consumidores de média tensão já em 2027. Também está prevista a criação de um Supridor de Última Instância (SUI), com regras a serem regulamentadas, além da introdução de novas modalidades tarifárias e flexibilização das exigências de contratação para atendimento da carga, o que pode alterar significativamente o funcionamento do mercado livre.

No que se refere aos encargos e subsídios, a proposta amplia o benefício para consumidores de baixa renda, prevendo gratuidade no consumo de até 80 kWh/mês. Para viabilizar essa política, são sugeridas também mudanças relevantes na estrutura de subsídios atualmente concedidos a fontes incentivadas, com destaque para a retirada de descontos sobre a TUST e TUSD para consumidores de baixa tensão que migrarem para o mercado livre e restrições à manutenção desses incentivos em contratos antigos, quando esses forem encerrados, para consumidores que já usufruem do benefício. Essas medidas apesar de visarem a redução de encargos, podem afetar a atratividade e a comercialização da energia renovável, impactando projetos existentes e novos investimentos no setor.

A proposta também trata da autoprodução, sugerindo critérios mais restritivos para a equiparação de autoprodutores, como demanda mínima de 30 MW e participação acionária mínima de 30% por parte do consumidor no empreendimento. Essas mudanças têm potencial de reconfigurar modelos de negócio hoje utilizados para viabilizar novos projetos.

Outros temas abordados incluem a destinação de valores ainda judicializados referentes ao GSF, fim dos critérios para repactuação do risco hidrológico para as novas usinas, a eliminação do prazo mínimo para contratos no ambiente regulado, e até a alteração da política de incentivo para o segmento de irrigação e aquicultura, conferindo potenciais novas dinâmicas para o setor elétrico seja em termos de preço, horário de consumo e governança das instituições.

A Auren Energia segue acompanhando atentamente a tramitação dessa proposta e avaliará seus desdobramentos em fóruns regulatórios e institucionais, com foco em garantir a segurança jurídica, a sustentabilidade dos investimentos já realizados e a viabilidade da expansão da geração renovável no país.

Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Informações Relevantes

Eventos Subsequentes

Distribuição de Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia aprovou, em 24 de abril, a proposta de distribuição e pagamento de dividendos no montante total de R\$ 59,6 milhões, equivalente a aproximadamente R\$ 0,06 por ação e correspondente a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Tiveram direito, aos dividendos declarados, os acionistas da Companhia na data base de 24 de abril de 2025, incluindo as negociações realizadas até essa data, e as ações passaram a ser negociadas ex-dividendos a partir de 25 de abril de 2025 (inclusive). O efetivo pagamento foi realizado em 05 de maio de 2025.

Mais informações estão disponíveis no [Aviso aos Acionistas](#) publicado no site de RI da Companhia.

2ª emissão de debêntures Auren Participações

Em 26 de março, a Auren Participações S.A. anunciou sua 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 2,0 bilhões, com prazo de 10 anos e rating AAA pela Moody's e custo competitivo, reforçando a qualidade do crédito da Auren e a confiança do mercado na sua solidez financeira. Realizamos um swap do custo da emissão de IPCA+7% a.a. para CDI, equivalente a um custo *all-in* final de CDI sem *spread*.

Amortização extraordinária do *acquisition finance* pela Auren Energia

Em 23 de abril, a Auren realizou a amortização extraordinária de R\$ 3,2 bilhões, 59% do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões, empréstimo ponte emitido para a aquisição da AES Brasil. Com esta amortização, a dívida bruta foi reduzida em R\$ 2,2 bilhões, totalizando R\$ 24,8 bilhões ante R\$ 27,0 bilhões em dezembro de 2024.



**1Q
25**

Earnings Release

MAY
2025

Teleconference

May 8, 2025

(in Portuguese with simultaneous translation into English)

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

[Click here](#) to access the webcast.

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

Contacts

Investor Relations

- **Mateus Ferreira** (Chief Financial and Investor Relations Officer)
- **Joaquim Spinola** (Executive Officer - M&A, Business Development and Investor Relations)
- **Luiz Perez** (Investor Relations Executive Manager)
- **Larissa Siqueira** (Investor Relations Specialist)
- **Emille Reckia** (Investor Relations Specialist)
- **Bruno Tavares** (Investor Relations Analyst)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On March 31, 2025:

AURE3:

R\$7.44

Market Cap:

R\$7.8 billion

CONTENTS

Highlights	4
Message from Management	6
Energy Market	8
Performance by Business Unit	14
Generation	14
Auren's Non-Controlling Interests	27
Energy Trading	29
Consolidated Financial Performance	32
Regulatory Matters	39
Material Information	41

Highlights

Auren reports record-high **Adjusted EBITDA of R\$1.2 billion** in 1Q25, **growth of 66%** compared to 1Q24, and leverage of 5.0x Net Debt/Adjust. EBITDA

Important: The Financial Performance section of this document presents an analysis of the main components of the Company's results. Considering the completion of the transaction with AES Brasil Energia on October 31, 2024, to assist the market in analyzing the results and facilitate the visualization and interpretation of the Company's 1Q25 data, the figures related to the March 2024 Quarterly Financial Information are presented in an unaudited proforma view, considering the combined operations of AES Energia and the Company from January 1, 2024, exclusively for comparative purposes. Thus, the accounting results of Auren Energia S.A. and AES Brasil Energia S.A., disclosed in the March 2024 Quarterly Financial Information, were consolidated by summing the values of both companies and eliminating transactions between related parties. Additionally, reclassifications were made between groups in the income statement (DRE) for comparability and better presentation purposes.

First Full Quarter as a Combined Company: Auren remains focused on strategic priorities centered around two fundamental objectives: (i) the successful execution and completion of the integration of AES Brasil by the end of 2025, with a focus on capturing synergies and improving the availability of the incorporated wind assets, and (ii) deleveraging.

- **Improved Availability of Acquired Assets:** The availability of the incorporated wind assets reached 90.7% in March 2025, an **increase of 11.3 p.p. in average availability** when compared to 2024.
- **Synergies Capture:** Gains from **recurring synergies in PMSO represented savings of R\$56 million in 1Q25**, in line with the annual synergies of R\$250 million disclosed in the previous quarter – more than double the amount disclosed when the business combination was signed.
- **Liability Management:** In April 2025, Auren Participações announced its 2nd issuance of debentures worth **R\$2.0 billion**, with a **10-year term, competitive cost of CDI-0.50% p.a. and AAA rating** attributed by Moody's. Additionally, in the same month, Auren Energia announced the **extraordinary amortization of R\$3.2 billion**, equivalent to 59% of the R\$5.4 billion acquisition financing, a bridge loan issued by the Company for the acquisition of AES Brasil.

Strong Energy Generation in the Quarter: In 1Q25, energy generation of Auren's own assets came to 3.8 average GW⁽¹⁾, 30.8% higher than in 1Q24. Highlight for Auren's hydroelectric assets that generated an average of **2.5 GW, 24.2% above the firm energy** and 23.2% higher than the same period in 2024, and for wind assets that generated **995 average MW⁽¹⁾**, 41.3% higher than the same period in 2024 and equivalent to **100.8%** of the generation certification at the 90th percentile (**P90**) and **92.0%** of the 50th percentile (**P50**).

Leadership in Trading: Energy traded volume of 4.9 average GW in the quarter, achieving positive results in a scenario characterized by high price volatility and disparities between submarkets. In 1Q25, the segment generated **Adjusted EBITDA of R\$165 million**, an increase of 217,8% compared to 1Q24.

Record Results: Auren recorded its highest Adjusted EBITDA ever, reaching **R\$1.2 billion** in 1Q25, **up 66% from the combined results of the companies in 1Q24** and net income of **R\$54 million**.

Start of the Deleveraging Process: **Reduction of gross debt by R\$2.2 billion** considering the prepayment of part of the acquisition financing in April 2025 (pro forma gross debt of R\$24.8 billion compared to R\$27.0 billion in December 2024). The strong growth of the Company's EBITDA resulted in a leverage ratio (Net Debt/Adjusted EBITDA) of 5.0x, 0.7x lower than in December 2024 (5.7x).

¹ It considers the effective generation plus the energy that will be reimbursed, which is the curtailment classified as External Unavailability Reason ("REL"), after reaching the allowance.

| Table 1 | Highlights of the Period –Operational and Financial Information

Operational Highlights

Source	Generation (average MW)		
	1Q25	1Q24 proforma	Var.
Hydroelectric	2,571.5	2,087.0	23.2%
Wind ⁽¹⁾	995.0	704.3	41.3%
Solar ⁽¹⁾	205.3	93.1	120.5%
Total - Own Assets	3,771.8	2,884.4	30.8%
Non-controlling Interests ⁽²⁾	223.4	399.2	-44.0%
Total - Own Assets and Interests	3.771,8	2.884,4	30,8%

Wind Power	Availability		
	1Q25	1Q24 proforma	Var. (p.p.)
Consolidated Average Availability	92.0%	83.3%	8.7
Average Availability ex-Tucano and Cajuína	94.2%	93.0%	1.2
Availability of Incorporated Assets ex-Tucano and Cajuína	92.0%	90.4%	1.6
Availability of Incorporated Assets including Tucano and Cajuína	89.9%	77.5%	12.4

Financial Highlights

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var.	LTM 1Q25
Net Revenue	2,952.3	2,209.4	33.6%	11,993.8
Generation	1,621.0	1,326.2	22.2%	6,383.5
Trading	1,787.8	1,205.4	48.3%	7,662.2
Eliminations	(456.5)	(322.2)	41.7%	(2,051.9)
Adjusted EBITDA⁽³⁾	1,205.3	727.6	65.7%	3,787.6
Generation	1,070.1	713.2	50.0%	3,595.2
Trading	164.6	51.8	217.8%	314.9
Holding Company and Pipeline	(29.4)	(37.4)	-21.4%	(122.6)
Adjusted EBITDA Margin	40.8%	32.9%	7.9 p.p.	31.5%
Net Income (Loss)	54.0	151.3	-64.3%	(129.9)
Operating Cash Flow after Debt Service	538.6	292.3	84.3%	2,128.1
Cash Conversion Ratio	44.7%	40.2%	4.5 p.p.	56.2%
Net Debt ⁽⁴⁾	18,961.8	18,919.2	0.2%	18,961.8
Leverage ratio⁽⁵⁾	5.0x	5.7x	-0.7x	5.0x

⁽¹⁾ It considers the effective generation plus the energy that will be reimbursed, which is the curtailment classified as External Unavailability Reason ("REL"), after reaching the allowance.

⁽²⁾ The variation of the assets' generation with minority stake (ownership interests) between quarters is due to extraordinary generation in 1Q24, due to rainfall volumes above the historical average in that period. Generation recorded in 1Q25 was in line with that recorded in 1Q23, both under standard average rainfall conditions in the southern region of Brazil. Generation considers Auren's indirect economic participation stake.

⁽³⁾ Adjustments detailed on section "Financial Performance."

⁽⁴⁾ Gross Debt subtracting Cash, Cash Equivalents, Financial Investments, Liquidity Fund (Reserve Account) and Bonds and Judicial Deposits, including the fair value of derivatives (assets and liabilities, except derivatives linked to energy purchase and sale agreements) and leases classified in accordance with CPC06/IFRS 16 – Leases.

⁽⁵⁾ Net Debt/Adjusted EBITDA of the last 12 months.

Message from Management

The first quarter of 2025 marks a significant milestone for Auren, with the release of the first result encompassing a full quarter of the merged Company, following the acquisition of AES Brasil. We have made progress in capturing synergies, enhancing our operational efficiency, beginning the deleveraging process, and are ready and confident to create sustainable value for our shareholders. In 1Q25, the Company reached record Adjusted EBITDA of R\$1.2 billion, a 66% growth compared to the combined results of the companies in 1Q24, a clear demonstration of the strength and potential of our portfolio.

We remain focused on two strategic priorities: the completion of the integration process by the end of 2025 and consistently advancing in the Company's deleveraging process. Since the announcement of the acquisition of AES Brasil, we have structured a detailed integration plan with defined milestones for D1 (November 1, 2024), D100 (February 9, 2025) and D365 (October 31, 2025). D1 and D100 milestones have been reached without any issues. The ongoing stages include the unification of the operations centers and shared services center, the migration of all AES Brasil's systems to Auren's systems, with a particular emphasis on the integration of SAP, and the enhancement of the efficiency management culture. By implementing a structured plan, we guarantee the achievement of the desired results through disciplined and efficient execution. The progress made during the quarter reflects this strategy, with improvements in the availability of the incorporated wind assets, significant synergy capture and optimization of the capital structure.

In our operations, we made significant strides in advancing its agenda for transforming the management of the acquired assets over the course of the quarter, with notable results already becoming evident. The primary tool being implemented for the newly integrated assets is the performance management system, which was already in use in the Company's assets prior to the acquisition of AES. The tool enables the capture of accurate information and real-time continuous monitoring of wind turbines, enhancing reliability and agility in asset operations. By the end of June, all incorporated assets will be fully integrated into Auren's performance management system. These initiatives are deeply rooted in Auren's culture, which seeks operational excellence through close and proactive management.

The availability of embedded wind assets reached 90.7% in March 2025, an increase of 11.3 p.p. when compared to the same period in 2024. In April, the availability of embedded wind assets continues to advance according to plan, reaching 91.4%. Some assets presented significant improvement in availability and efficiency in 1Q25, such as the Cajuína complex, which reached energy generation of 248 average MW, 222% higher than in 1Q24. Furthermore, Cajuína's average time availability index was 92% in 1Q25, surpassing the 68% recorded in the same period of the previous year. Other success stories from the quarter include the performance of Alto Sertão II, which recorded average availability of 98% in 1Q25, a significant increase of 5 p.p. compared to 1Q24 (93%), thanks to the effective implementation of the recovery plan for wind turbines previously unavailable due to failures in major components.

Gains from recurring synergies in PMSO represented savings of R\$56 million in 1Q25, in line with the annual synergies of R\$250 million mentioned in the previous quarter – more than double the amount disclosed for the business combination. On the systems integration front, for example, we successfully migrated or decommissioned 140 out of 179 systems used by AES Brasil by mid-April, and aligned nearly 60% of the Company's processes. Furthermore, Auren has shown agility in adapting its workforce. With the support of specialized consulting services, we conducted job sizing and weighing studies and strived to be among the most efficient companies from the very beginning of the integration process.

On liability management, in April, Auren Participações S.A. carried out its 2nd issuance of debentures worth R\$2 billion, with a term of 10 years, AAA rating attributed by Moody's and competitive cost, reinforcing Auren's credit quality and the market's confidence in its financial strength. We executed the swap for the issuance cost from IPCA+7.4515% p.a. (equivalent to the NTN-B 2035 decreased by 0.15% p.a.) to CDI-0.50% p.a., with a final all-in cost close to CDI without spread. In the same month, we carried out an extraordinary amortization of R\$3.2 billion, 59% of the R\$5.4 billion pertaining to the bridge loan taken out for the acquisition of AES Brasil. The partial prepayment contributed to reducing the Company's gross debt by R\$2.2 billion, resulting in the extension of the average debt term and reduction of the average debt cost, and demonstrating the successful management of the Company's debt.

The integration with AES Brasil is set to be completed in the second half of 2025, ensuring maximum efficiency in the management of costs and expenses and additional value creation. The incorporation of synergies is part of the overall and individual targets for variable compensation of all Auren employees in 2025, encouraging their commitment to and engagement with the desired results.

Analyzing the results achieved in the quarter, the performance reflected a solid combination of strategic and operational factors. Among the main highlights are the strong operational performance of the hydro and wind assets, the robust commercial performance and the efficient management of a portfolio very close to what we consider its ideal composition. These factors not only contributed to the record EBITDA in the period, but also consolidated the advances achieved in the first months as a merged Company.

The energy generated by own assets reached 3.7 average GW in 1Q25, an increase of 28% from 1Q24. This result was driven by the full operation of the 1.5 GW capacity of the Tucano, Cajuína and Sol da Jaíba assets, which were in ramp-up throughout 2024, along with the strong operational performance of the hydroelectric and wind segments.

Hydroelectric generation reached 2.6 average GW in 1Q25, an increase of 23% compared to 1Q24 (2.1 average GW) and 24.2% above the firm energy, favored by a positive hydrological scenario at the beginning of 2025. Additionally, the hydroelectric displacement (GSF) in the quarter was 107%, compared to 90% in the year-ago quarter, contributing positively to the Company's results. even in a scenario of availability below the target of 95% and with curtailment around 8.3%, totaled an average of 995 MW in the quarter, equivalent to 101% of the certified generation expectation at the 90th percentile (P90) and 92% at the 50th percentile (P50). This performance already reflects the positive effects of the new management of the acquired assets, as well as the high winds recorded in the period.

Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$1.2 billion in 1Q25, with R\$1.1 billion coming from the generation segment – a growth of 50% from 1Q24, driven by the higher energy generation. Adjusted EBITDA from Trading totaled R\$165 million in the quarter, reflecting the strength of the strategies adopted.

After the incorporation of assets from AES Brasil, Auren operates a robust, balanced and diversified portfolio in terms of generation sources and geographical location. This portfolio, combined with the strategic performance of the country's largest trading company – which stands out for its market intelligence – reinforces the Company's operational resilience and effectively contributes to risk mitigation, in addition to generating positive results. This strategy was translated into concrete results in 1Q25, providing gains of R\$60 million through the preventive actions taken by the trading company to mitigate risks and explore opportunities related to potential price differences between submarkets in the quarter. In addition, R\$18 million in gains were made related to hourly modulation, driven by the strategic composition of the portfolio, which combines sources with complementary generation profiles that enable more constant energy delivery throughout the day, optimizing allocation during periods of higher prices. These results consolidate the Company's operational excellence, which, together with its efficient cost management and financial strength, supports a resilient business model focused on capturing opportunities and generating consistent results.

Finally, the strong EBITDA growth resulted in leverage, measured by the Net Debt/Adjusted EBITDA of 5.0x, a reduction of 0.7x compared to December 2024 (5.7x). This improvement confirms the Company's strong cash generation and reinforces our commitment to financial efficiency, marking the beginning of the Auren's deleveraging trajectory.

We appreciate the trust and ongoing support of our employees, shareholders and partners. We remain committed to creating sustainable value and consolidating our leadership position in the Brazilian energy sector.

Fabio Zanfelice
Chief Executive Officer

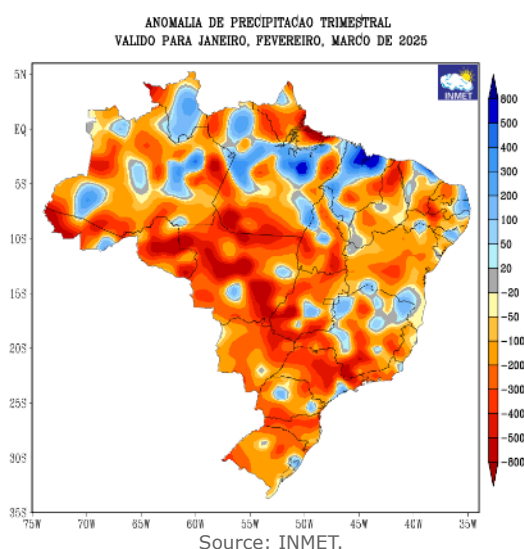
Mateus Ferreira
Chief Financial and Investor Relations Officer

Energy Market

From a hydrological standpoint, the first three months of the year constitute the wet season for the watersheds in Brazil's Southeast/Midwest, Northeast and North regions, where the highest levels of rainfall are recorded, leading to increased inflow into the reservoirs and a subsequent recovery in the storage levels of the hydroelectric plants within the National Interconnected System (SIN).

The beginning of 2025 was marked by above-average rainfall in the far North and parts of the Northeast region of Brazil. However, from mid-February, the establishment of a high-pressure system in the South Atlantic prevented the formation of the moisture channel responsible for the formation of the South Atlantic Convergence Zone - SACZ, reducing precipitation and the volume of Affluent Natural Energy (ENA) in these regions, especially in March.

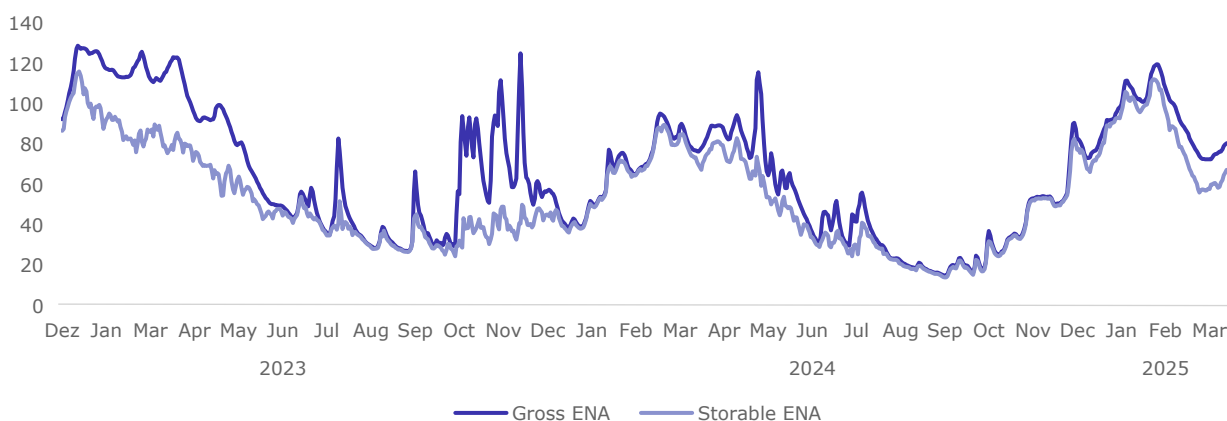
| Figure 1 | Precipitation Anomaly in 1Q25



Although the ENA of the SIN observed in January varied only 2 p.p. below the Long-Term Average (LTA), this negative variation reached 34 p.p. in March, marking the 2nd worst historical record for the Southeast region, as shown in Chart 1.

Average Gross ENA, which represents the amount of ENA that can be generated from the natural inflow, was 84% of the LTA. This amount was 19 p.p. above the Storable ENA values in the same period of 2024, which exhibited weak performance and was the worst value observed in a first quarter since the water crisis of 2021. Net ENA, which represents the amount of ENA that can be stored in reservoirs, was 75% in 1Q25.

| Chart 1 | Gross and Storable Affluent Natural Energy (ENA) in the National Interconnected System (SIN) (average GW)

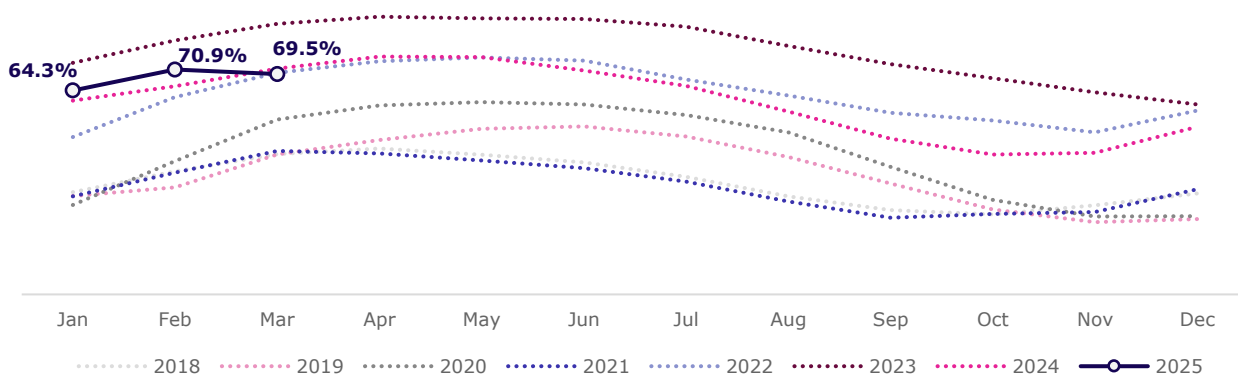


GROSS ENA/ LTA	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	105%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	51%	65%	98%	101%	65%
2025	98%	90%	66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84%

Source: National Electricity System Operator (ONS).

Regarding the evolution of reservoir levels, the first quarter of the year presented growth in the volume stored until mid-February. Due to the sharp and atypical reduction in precipitation observed in March, as already mentioned, the storage level began a slight and unexpected reduction, as rarely seen in history. Despite this, the storage recorded at the end of the quarter was 17 p.p. above the average of the last ten years.

| Chart 2 | Reservoir Levels of the SIN (% Maximum Energy Stored)

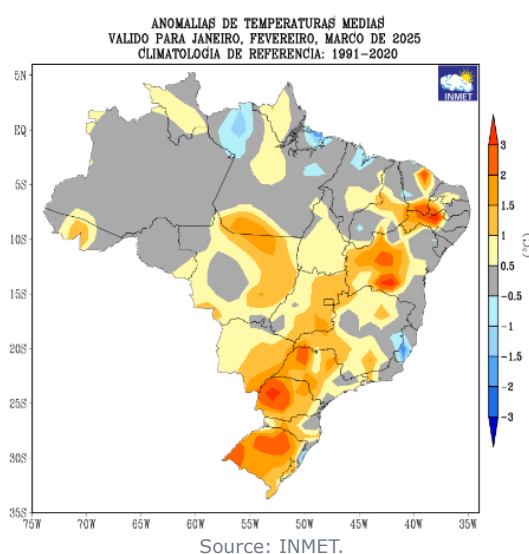


Source: National Electricity System Operator (ONS).

Regarding temperature behavior throughout 1Q25, January was marked by records below the historical average in great part of the country, apart from the countryside of São Paulo and Mato Grosso do Sul. However, the following months presented records above the historical average in the main capitals, due to the high-pressure system and the stable atmosphere with low cloud cover. The most significant positive anomalies occurred in the South region throughout the quarter.

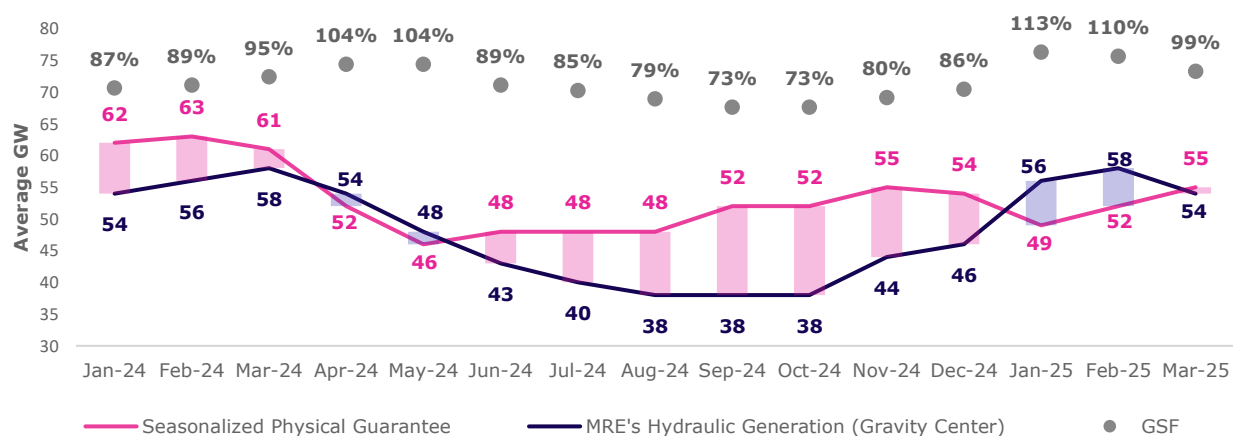
Energy load increased 4.8% in 1Q25 compared to 1Q24, representing additional consumption of 3.9 average GW. This demand mainly reflects the high temperatures and heat waves in February and March, with low rainfall during this period.

| Figure 2 | Anomaly of Maximum Air Temperature in 1Q25



Regarding the hydroelectric displacement (adjustment of the Energy Reallocation Mechanism - MRE, that is, the *Generation Scaling Factor*), according to the Electricity Trading Chamber (CCEE), the average amount observed in 1Q25 was 107% vs. 90% in 1Q24. The increase in GSF is attributed to the average seasonalization of the GSF being different from that observed in the previous year, with lower allocation of firm energy in 1Q24, and also to the improved performance of the ENA observed in the period, especially in January and February, as shown in Chart 1. Total hydroelectric generation of the GSF was approximately 56 average GW in 1Q25, in line with that of 1Q24.

| Chart 3 | Hydroelectric Displacement (GSF %)



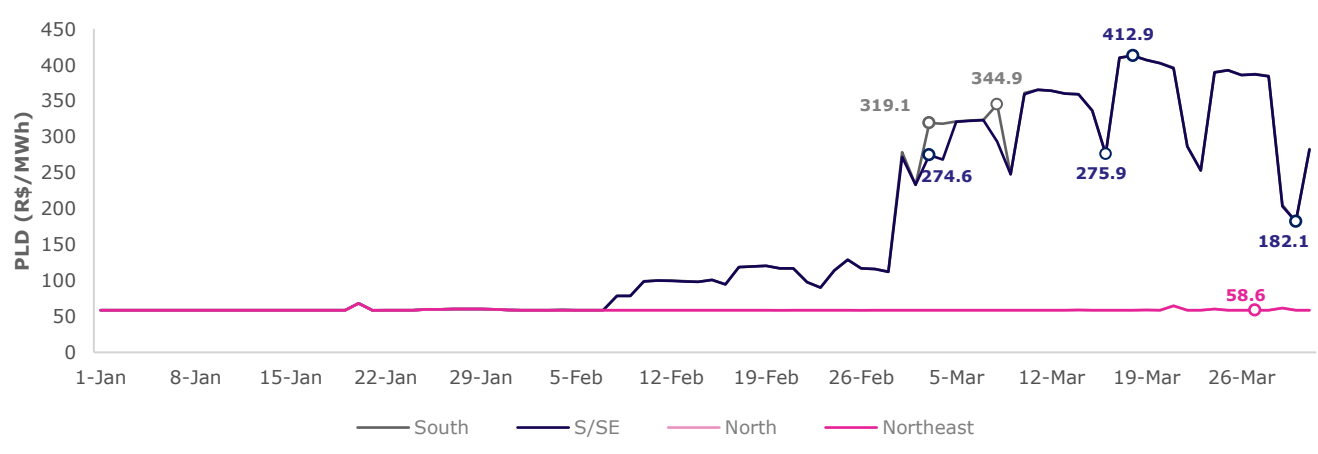
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	101%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	73%	80%	86%	90%
2025	113%	110%	99%										107%

Source: CCEE.

The average Differences Settlement Price (PLD) for the Southeast/Midwest (SE/MW) submarket was R\$162.3/MWh in 1Q25 vs. R\$61.1/MWh in 1Q24. The price increase in the period was driven by weather and market aspects (lower inflow recorded from mid-February and higher demand driven by high temperatures), but also by technical improvements made to the energy pricing models, such as the individualized representation of hydroelectric plants, in the Newave model, and new operational parameters for risk aversion.

In addition, 1Q25 was marked by several events of divergences in energy prices between the regions, mainly between the S/SE subsystems in relation to the N/NE subsystems, starting in the second week of February. This period is typically characterized by a large supply of energy from hydroelectric power plants located in the North region which, combined with the supply of wind and solar power from plants in the Northeast region, reaches the limits of the transmission system, with the surplus energy being distributed from these regions to the Southeast. As a result, the PLD remained practically at the minimum regulatory price (R\$58.6/MWh) in regions with an energy surplus, presenting high prices in subsystems with higher energy demand, as shown in Chart 4.

| Chart 4 | Hourly PLD by Submarket in 1Q25 (R\$/MWh)

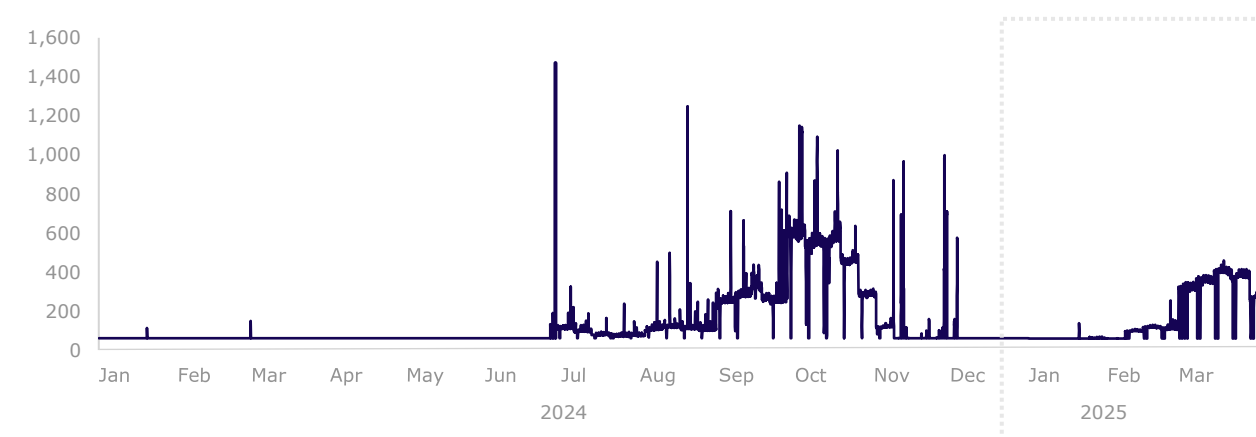


Source: ONS and CCEE.

In terms of energy price variation during the day, the most significant effects to increase PLD are typically recorded in the late afternoon and early evening. At these times, the energy demand remains high while solar generation is fully interrupted, resulting in a lower energy supply and, consequently, increased prices.

As noted in Chart 5, 1Q25 showed greater price variation compared to the same period in 2024, when the PLD remained on the regulatory floor practically every hour of the quarter. In 1Q25, March recorded the highest average volatility of the hourly PLD in the Southeast/Central-West (SE/CW) region, with a coefficient of variation of 30%. In March 2024, this coefficient was zero, given that the PLD remained at the floor throughout the month.

| Chart 5 | Hourly PLD - Southeast/Midwest Submarket (R\$/MWh)



Average PLD	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
2023	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	80.4	74.8	84.4	74.1	69.0
2024	61.1	61.2	61.1	61.1	61.1	66.4	87.1	118.8	307.6	480.8	103.5	64.8	61.1
2025	59.2	93.7	327.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162.3

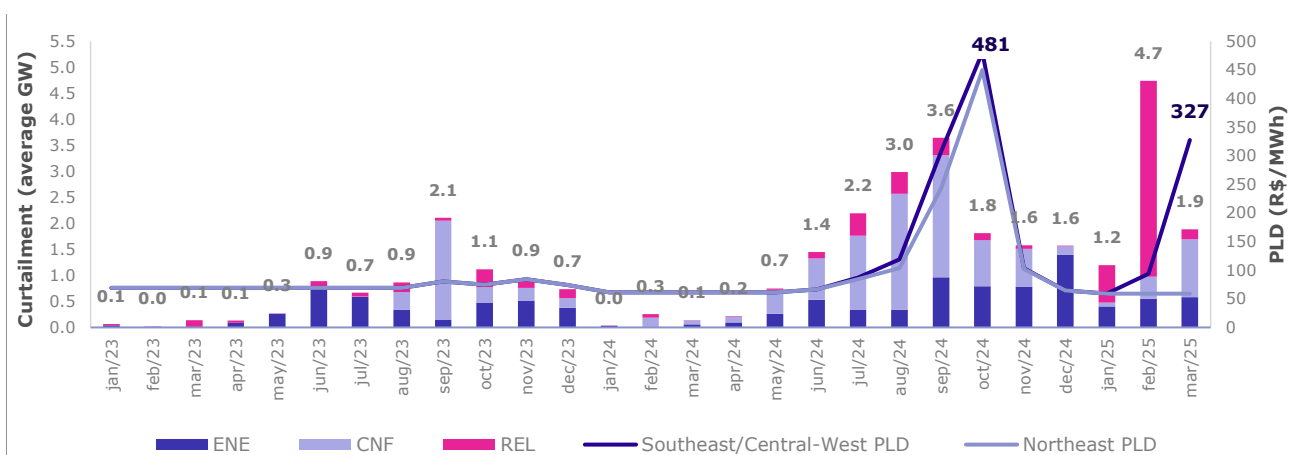
Source: CCEE.

Finally, according to data provided by the ONS, 1Q25 recorded generation curtailment of 5.4% (0.6 average GW) for the wind source and 9.2% (0.4 average GW) for the solar source, excluding all events caused by External Unavailability (REL), which are reimbursable after reaching the allowance. Considering the total data, generation constraints came to 15.0% (1.7 average GW) for the wind source and 17.5% (0.8 average GW) for the solar source, both average values considering the production of the SIN.

The renewable generation constraints observed in 1Q25 (Chart 6) were caused by a combination of the following factors:

- Reduction in the distribution capacity from the North region to the Southeast due to the collapse of transmission towers, which limited the distribution of energy from the Belo Monte hydroelectric power plant through the Xingu/Terminal Rio bipole. The constraints resulting from this event were duly classified as REL;
- Reduction of the flow capacity from the Northeast to the Southeast region to perform sectioning of the transmission line to enable the start of operations of wind farms. The restrictions resulting from this event were also duly classified as REL;
- Restriction first in the South of Bahia and, later, in the North of Minas Gerais, due to restricted distribution capacity in these regions;
- Wind resource above expectations in practically the entire Northeast in February and March 2025. The average potential capacity factor for the region, which considers effective generation and observed curtailment, was 48% in February and 39% in March, compared to 34% and 27% for the same periods in 2024.

| Chart 6 | Curtailment - Wind and Solar Generation (average GW) and PLD (R\$/MWh)¹



Source: ONS/CCEE.

To return to the table of contents, click [here](#).

⁽¹⁾ ENE = Energetic curtailment; CNF = reliability curtailment; REL = External Unavailability curtailment.

Performance by Business Unit

Important: In line with Auren's commitment to transparency and continuous improvement of disclosure practices, in 4Q24 Auren began to present its Energy Balance by segment (Generation, Trading and Non-controlling Interests), as well as the results of each segment.

Energy generated by Auren's assets is traded under agreements entered into in the Free Contracting Environment (ACL) and the Regulated Contracting Environment (ACR). Currently, the assets with agreements in the ACR include the Hydroelectric Power Plant (HPP) Porto Primavera, the wind complexes Ventos do Piauí I, Ventos do Araripe I, Ventos do Araripe III, Alto Sertão II, Ventus, Mandacaru & Salinas, Cassino, and Caetés, as well as the solar complexes Guaimbê, Boa Hora and Água Vermelha.

Generation

In March 2025, Auren's operational installed capacity totaled 8,799 MW, of which: 4,746 MW corresponds to hydroelectric power; 3,176 MW corresponds to wind power; and 876 MW corresponds to solar power. The Energy Balance of the Generation segment, its operational performance and financial results are presented below.

Energy Balance - Generation Segment

Table 2 shows the Company's Generation Energy Balance, as well as information on energy selling prices in the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL) by conventional source and incentivized source. The **breakdown of sales agreements in the ACR**, as well as more detailed information about the assets, can be accessed in Excel format, in Auren's Investor Relations website, under Financial Results / [Results Center](#).

In 1Q25, the Company entered into intercompany agreements for the sale of energy from the hydroelectric portfolio to the trading company, totaling around 150 average MW for the period from 2027 to 2029. Additionally, Auren entered into long-term agreements, in the self-generation modality, totaling 33 average MW at the Sol de Jaíba plant, in line with the Company's long-term vision.

Auren's trading strategy results in a portfolio with a high level of energy contracted over the next three years, followed by a gradual decrease in the medium and long term. The level of contracted energy is 96% of the total generation in 2025, 96% in 2026 and 87% in 2027. These values correspond to the total firm energy of own assets, excluding losses of the basic network and the GSF only for the period already completed (1Q25). In the other periods, the amounts are gross of GSF and curtailment.

In the generation segment, the Company acquires energy from third parties to manage its portfolio in response to fluctuations in generation. This approach addresses energy sales from generation assets, as well as exposures to the GSF and potential compensations resulting from generation curtailment.

Additionally, the Company's energy agreements are mostly adjusted by the Extended National Consumer Price Index (IPCA) in the year.

| Table 2 | Energy Balance of Auren's Generation Portfolio

Volume (average MW)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Own Resources (A)	3,748	3,696	3,696	3,696	3,696	3,696
Firm Energy - Hydroelectric ⁽¹⁾	2,064	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012
Firm Energy - Wind ⁽²⁾	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451
Firm Energy - Solar	233	233	233	233	233	233
Purchases for Resale (B)	691	515	498	470	386	386
Conventional	241	137	119	91	6	6
Incentivized	450	379	379	379	380	380
Total Resources (C = A + B)	4,439	4,212	4,194	4,166	4,082	4,082
Sales in the ACR (D)	1,083	1,084	1,084	1,190	1,084	1,084
Hydroelectric	230	230	230	336	230	230
Wind	788	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Sales in the ACL (E)	2,992	2,693	2,380	2,063	1,541	1,380
Hydroelectric ⁽³⁾	2,226	2,008	1,695	1,378	856	695
Wind	609	587	587	587	587	587
Solar	157	98	98	98	98	98
Total Sales (F = D + E)	4,075	3,777	3,464	3,253	2,625	2,464
Generation Balance (C - F)	364	435	730	913	1,457	1,618
Conventional	239	244	502	599	1,117	1,266
Incentivized	125	191	228	315	340	352

Prices (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Average Selling Price⁽³⁾	190	186	197	201	212	217
ACR	262	269	269	267	269	269
Hydroelectric	301	307	307	288	307	307
Wind	244	252	252	252	252	252
Solar	339	346	346	346	346	346
ACL	164	152	164	163	172	176
Hydroelectric	151	135	149	144	149	151
Wind	199	202	203	203	203	204
Solar	204	196	193	193	192	192
Average Purchase Price⁽⁴⁾	168	172	173	170	174	175
Conventional	174	141	139	130	132	131
Incentivized	164	183	184	180	175	175

For a breakdown of sales agreements in the Regulated Environment (ACR), access the Interactive Spreadsheet, available in Excel format, on Auren's Investor Relations website, under Financial Results / [Results Center](#).

⁽¹⁾ The amounts: (a) include the firm energy of own assets, net of GSF only for the period realized until March 2024, and, for the other periods, GSF is equal to 1; (b) exclude HPP Paraibuna's resources; (c) include 3% losses in the basic network; (d) consider that the firm energy subject to GSF is 1,782, hedged for 230 MW from HPP Porto Primavera. In return, the Company pays a monthly premium of R\$16.86/MWh, as established by ANEEL's Normative Resolution 684/2015. Baseline date: February 01, 2025.

⁽²⁾ Considering 50% of the firm energy of Tucano Holding III, a joint venture between Auren Participações and Unipar Carbocloro S.A. This effect also influences the average purchase price for sale and resale of the periods.

⁽³⁾ The sales balance of the hydroelectric segment in the ACL includes part of the sale of incentivized energy because Auren Operações is classified in the hydroelectric segment but also executes contracts for wind assets.

⁽⁴⁾ The amounts are net of PIS and COFINS. They include the entirety of ACR and ACL in the average selling price and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy. Baseline date: March 1, 2025. Exchange rate: R\$5.74 (BRL/USD).

Operational Performance - Generation

In this section, Auren presents its operational performance across the various sources of its portfolio. Production expectations are based on generation certifications in the 50th (P50) and 90th (P90) percentiles of the wind and solar complexes. The details of performances by asset are available in the Interactive Spreadsheet, in Excel format, on Auren's Investor Relations website, under Financial Results / [Results Center](#).

| Table 3 | Installed Capacity and Production by Generation Source

Source	Installed Capacity (MW) ⁽¹⁾	Generation (average MW)		
		1Q25	1Q24	Var.
Hydroelectric	4,198	2,571.5	2,087.0	23.2%
Wind ⁽²⁾	3,176	995.0	704.3	41.3%
Solar ⁽³⁾	876	205.3	93.1	120.5%
Total - Own Assets	8,251	3,771.8	2,884.4	30.8%
Non-controlling Interests ⁽³⁾	547	223.4	399.2	-44.0%
Total - Own Assets + Interests	8,799	3,771.80	2,884.40	30.8%

Hydroelectric Power

Generation from Auren's hydroelectric assets reached 2.6 average GW in 1Q25, 23.2% higher than in 1Q24 (2.1 average GW) and 24.2% above the firm energy, due to a favorable hydrological scenario at the beginning of this year.

As shown in Table 4, at the end of 1Q25, the availability index verified in the Company's main hydroelectric power plants, such as Porto Primavera, Água Vermelha and Nova Avanhandava — which together account for 78% of the Company's hydroelectric capacity — is above the reference values established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). For the plants whose values are below the references, a strategy was defined to review multi-year maintenance, aiming to increase the availability of these assets and restore the appropriate level of availability. In 1Q25, the Company concluded the modernization of the Generating Unit of the HPP Promissão, which resumed operations on March 31, 2025. The project updated the main components of the generator and turbine, increasing the asset's reliability.

| Table 4 | Generation and Verified Availability of Own Hydroelectric Assets

Hydroelectric Complex	Installed Cap. (MW)	Generation (average MW)			% Firm Energy 1Q25 ⁽⁴⁾	Verified Availability 1Q25	ANEEL Reference Index
		1Q25	1Q24	Var. (%)			
HPP Porto Primavera	1,540	1062.6	916.2	16.0%	19.8%	96.7%	92.3%
HPP Água Vermelha	1,396	835.7	697.7	19.8%	20.3%	97.2%	93.9%
HPP Nova Avanhandava	347	189.3	115.6	63.8%	50.8%	95.8%	94.8%
HPP Promissão	264	139.0	84.1	65.4%	48.0%	90.2%	94.8%
HPP Ibitinga	131	97.4	77.5	25.7%	45.8%	92.2%	93.4%
HPP Bariri	143	93.9	68.9	36.2%	57.5%	87.9%	94.6%
HPP Barra Bonita	141	51.9	41.6	25.0%	11.2%	95.3%	93.8%
HPP Caconde	80	37.3	26.6	40.4%	14.9%	97.3%	94.6%
HPP Euclides da Cunha	109	48.0	45.5	5.6%	2.0%	95.3%	94.6%
HPP Limoeiro	32	16.2	13.3	21.6%	13.4%	95.9%	94.6%
Total	4,184	2,571	2,087	23.2%	24.0%	-	-

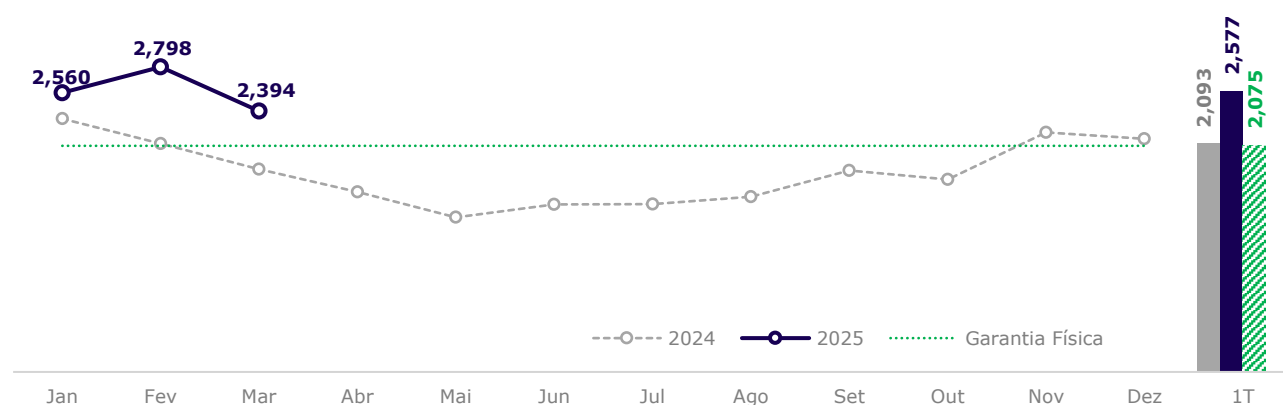
⁽¹⁾ Excluding HPP Paraibuna.

⁽²⁾ It considers the effective generation plus the energy that will be reimbursed, which is the curtailment classified as External Unavailability Reason ("REL"), after reaching the allowance.

⁽³⁾ Installed capacity weighted by the indirect ownership interest held by Auren Energia in the assets. Generation data is not weighted.

⁽⁴⁾ Percentage of generation above the firm energy of the asset.

| Chart 7 | Energy Generation and Firm Energy Values (average MW)⁽¹⁾



As presented in Table 5, 1Q25 was marked by an inflow that surpassed the values observed in 1Q24 in the Southeast and Midwest basins, except for March, when precipitation decreased in this subsystem. Despite the recovery of the hydrological scenario in 1Q25, with ENA 20% higher than in 1Q24, the inflows were not sufficient to recover the storage level of the SIN reservoirs by the end of the quarter, as presented in Chart 2 on section “Energy Market.”

| Table 5 | Affluent Natural Energy (ENA) of the Southeast/Midwest Subsystem

Period	ENA - SE/MW Subsystem (average MW)			ENA (% LTA) ⁽¹⁾	
	2025	2024	Var.	2025	2024
January	64,388	37,064	74%	98%	56%
February	59,648	43,505	37%	84%	61%
March	42,671	45,836	-7%	62%	66%
April	-	46,110	-	-	84%
May	-	23,881	-	-	60%
June	-	18,221	-	-	56%
July	-	14,972	-	-	59%
August	-	11,939	-	-	58%
September	-	9,558	-	-	49%
October	-	14,051	-	-	59%
November	-	35,063	-	-	112%
December	-	46,589	-	-	97%
1Q	55,433	42,105	32%	81%	61%

To return to the table of contents, click [here](#).

⁽¹⁾ Considering the generation of SHPs Mogi-Guaçu, São José and São Joaquim

⁽²⁾ Long-Term Average (LTA). Information available at ons.org.br - accessed in January 2025.

Wind Power

The energy production of wind assets, added to the generation restriction due to External Unavailability Reason (REL) which is reimbursable, after reaching the allowance, reached, in 1Q25, 995.0 average MW, 41.3% higher than 1Q24 (704.3 average MW), mainly due to the entry into full operation of the Tucano and Cajuína Wind Complexes, the improvement in availability and adherence to the power curve, in addition to the superior wind resource in the period. Even in a scenario of 8.3%¹ curtailment and average availability still below the project reference, the volume of energy produced exceeded the P90 by 0.8% and was 8.0% below the P50, as shown in Graph 9, demonstrating the potential of the Company's wind assets.

| Table 6 | Generation by Wind Complexes and Generation Performance in relation to Certification

Wind Complex	Generation + Reimbursable Energy (REL) (average MW)			Reference % with REL	
	1Q25	1Q24	Var.	P90 1Q25	P50 1Q25
Ventos do Araripe III	101.1	77.3	30.8%	11.4%	5.3%
Ventos do Piauí II	67.4	57.1	18.0%	0.0%	-6.9%
Ventos do Araripe I	51.4	43.6	17.8%	4.3%	-4.8%
Ventos do Piauí III	63.0	47.0	34.0%	0.1%	-7.0%
Ventos do Piauí I	60.3	43.9	37.3%	10.1%	4.2%
Caetés	81.3	72.1	12.7%	9.9%	-0.1%
Cajuína	249.4	111.8	123.1%	6.7%	-7.0%
Ventus	34.5	29.3	17.5%	4.0%	-5.8%
Salinas	13.0	10.6	22.8%	-5.5%	-13.1%
Alto Sertão II	129.2	91.3	41.5%	1.7%	-5.3%
Tucano	112.8	76.8	46.8%	-20.7%	-26.6%
Mandacaru	13.6	20.5	-33.8%	-30.9%	-40.0%
Cassino	18.1	22.8	-20.6%	-2.1%	-10.8%
Total	995.0	704.3	41.3%	0.8%	-8.0%

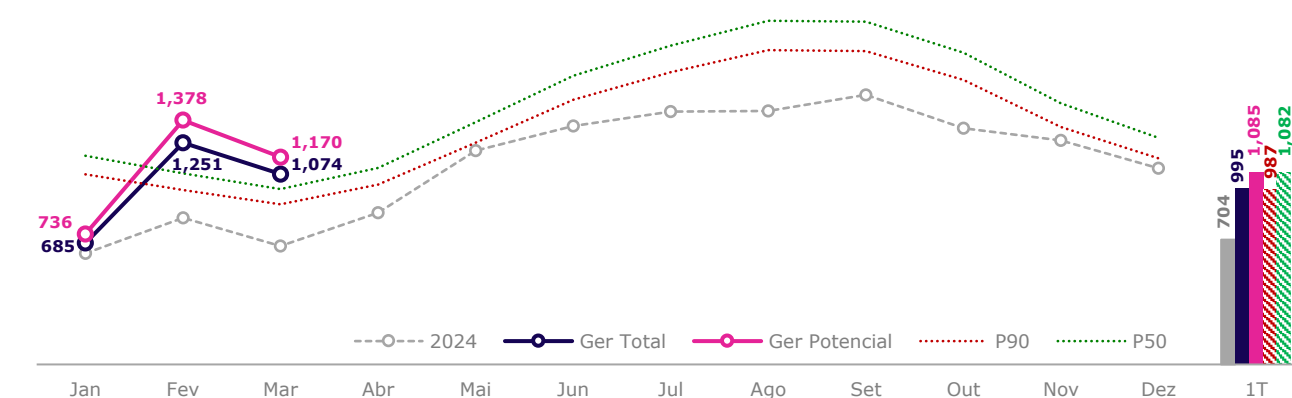
Chart 8 presents the monthly comparison of (i) total generation, which is energy generation plus the portion of energy not generated due to curtailment for electrical reasons (reimbursable); (ii) potential generation, which is the effective generation plus the portion of energy not generated due the various types of constraints from the ONS; and (iii) 50th and 90th percentiles of the certifications.

February and March were the quarter's highlights, when total energy generation⁽²⁾ was 115.9% and 108.6% of the P50 certification, respectively, due to strong winds and good performance of the wind turbines.

⁽¹⁾ Considers curtailment due to energy reasons, reliability, and the non-reimbursable portion of electrical reason events.

⁽²⁾ Considering only February and March and adding reimbursable constraints.

| Chart 8 | Consolidated Assets – Power Generation and Certified Values for P50 and P90 (average MW)



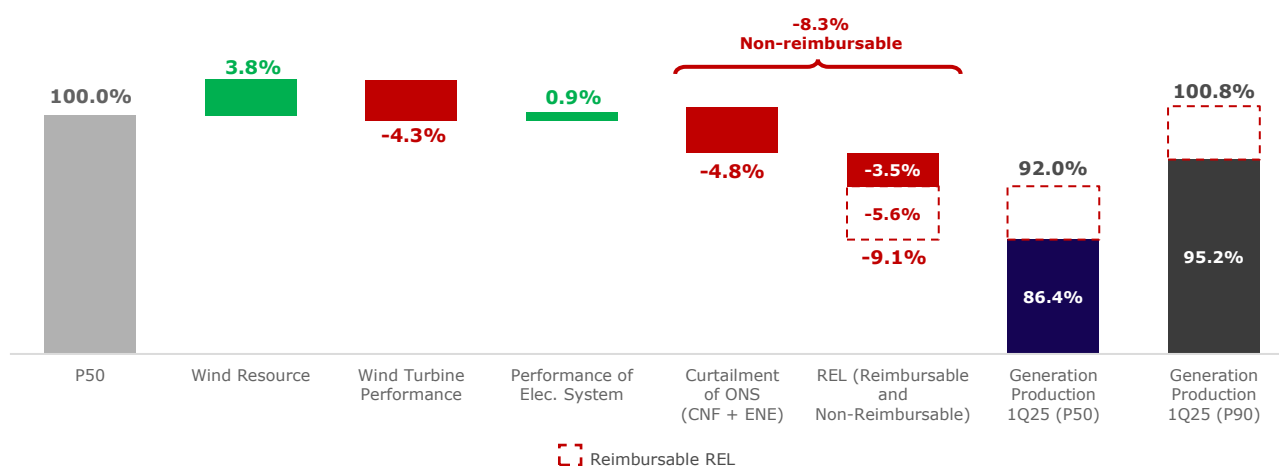
Average MW	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
Energy Generation 2025	681	1,075	1,062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	935
Total Generation 2025⁽¹⁾	685	1,251	1,074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	995
Potential Generation 2025⁽²⁾	736	1,378	1,170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,085
Generation 2024	627	826	668	857	1,206	1,346	1,426	1,430	1,521	1,332	1,265	1,107	704

As shown in Chart 9, considering the aggregated results of the wind assets in terms of the technical parameters of the projects, the performance of wind generation was mainly impacted by the curtailment in 1Q25 and also the availability still under the target of 95%.

The performance of the wind turbines was affected mainly due to the performance of the following assets Cajuína, Tucano and Mandacaru, which continue to perform below the project's standards, despite the improved availability of Cajuína and Tucano. More information about the performance of these parks is explained below, in this section.

Curtailment data is detailed in the "Curtailment of Auren's wind and solar assets" section.

| Chart 9 | Consolidated Wind Generation Performance in 1Q25 (P50 on a 100 basis)⁽³⁾



⁽¹⁾ Total Generation = Effective generation + reimbursable energy (REL).

⁽²⁾ Potential Generation = Effective generation + lost energy.

⁽³⁾ Curtailment ONS: CNF = Reliability; ENE = Energy.

The average wind speed in 1Q25 was higher in all wind farms located in the Northeast, when compared to 1Q24, due to various weather conditions caused by natural weather phenomena (such as *El Niño*) and other meteorological systems that impacted the region differently in each period. In 1Q24, natural weather phenomena led to a drier season with below-average rainfall in the Northeast, resulting in weaker winds as the atmospheric circulation was less dynamic. Conversely, in 1Q25, the weather was more unstable, with heavy rainfall and strong winds associated with low pressure systems, which generated intense gusts and a more active atmospheric circulation.

| Table 7 | Average Wind Speed of Wind Complexes

State	Wind Power Complexes	Average Wind Speed (m/s)		
		1Q25	1Q24	Var.
PI	Ventos do Araripe III	6.1	5.2	16.6%
	Ventos do Piauí II	6.1	5.2	18.2%
	Ventos do Araripe I	6.9	6.1	13.9%
	Ventos do Piauí III	6.6	5.7	14.9%
	Ventos do Piauí I	6.4	5.9	9.2%
PE	Caetés	7.7	7.0	10.3%
RN	Cajuína	6.0	5.8	3.6%
	Ventus	6.6	5.9	12.5%
	Salinas	6.0	5.5	9.7%
CE	Mandacaru	7.9	6.4	24.2%
BA	Alto Sertão II	8.0	7.0	13.5%
	Tucano	7.5	6.7	11.3%
RS	Cassino	6.4	6.7	-4.7%

With an integrated approach, the Company advances both in availability recovery and in performance optimization, ensuring that the wind turbines operate in accordance with the power curve of each project, achieving efficiency close to their maximum potential.

In 1Q25, the availability of the incorporated wind assets, that were fully operational in 1Q24, excluding Tucano and Cajuína assets, reached 92.0%, an increase of 1.6 p.p. from 1Q24 and in line with 4Q24 results. It is important to mention that the operational knowing that the seasonality of the wind resource is lower in the first quarter of the year, to carry out major maintenance at the beginning of the year.

Analyzing all incorporated assets, the average consolidated availability reached 89.9% in the quarter, an evolution of 12.4 p.p. compared to the same period in 2024, demonstrating a constant monthly evolution that led these assets to reach an availability of 91.4% in April, as shown in Chart 10.

The highlights includes Alto Sertão II and Ventus, with availability of 97.5% and 91.6% in 1Q25, respectively, reflecting the improvements compared to 1Q24 (an increase of 4.8 p.p. at Alto Sertão II complex and 4.9% at Ventus complex), reflecting the action plan to recover all wind turbines unavailable due to failures in major components.

Regarding the farms that experienced a decrease in availability, Mandacaru (108 MW of installed capacity) is the park that shows the greatest variation. This movement is mainly associated with maintenance on large components that require equipment shutdown for longer periods. During due diligence, the Company had already identified that Mandacaru would be one of the parks with the greatest complexity in improving availability and, since then, it has structured a robust technical-operational plan, which is being executed with a focus on operational stability – which will show progressive and gradual recovery throughout the year.

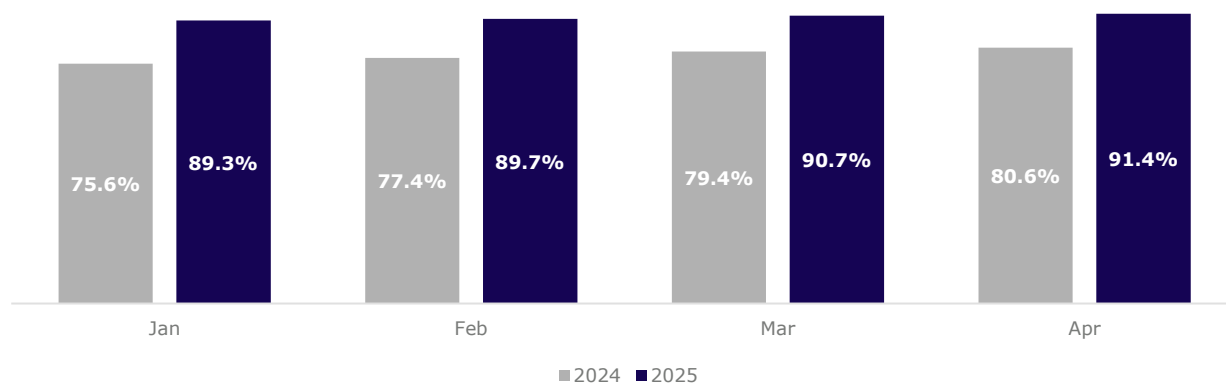
Tucano and Cajuína, parks that were in the ramp-up process throughout 2024, showed a substantial improvement in the average availability recorded in 1Q25, with increases of 29.3 p.p. and 23.2 p.p., respectively, compared to the same period of the previous year. Despite still operating below the project reference, both complexes are on a recovery trajectory within the plan established by the Company. In the quarter, Cajuína's generation reached 249.4 average MW, 123.1% higher than the generation in 1Q24 (111.8 average MW), 6.2% higher than P90 and 7.3% lower than P50. Tucano recorded 101.9 average MW generated, 32.6% higher than the generation in 1Q24 (76.8 average MW). Auren continues to advance in recovering the availability of acquired assets, with the objective of reaching 95% average availability by the end of 2025.

| Table 8 | Availability of Wind Complexes

State	Assets	Installed Cap. (MW)	Availability		
			1Q25	1Q24	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	97.2%	94.4%	2.8
	Ventos do Piauí II	211	95.8%	99.3%	-3.5
	Ventos do Araripe I	210	91.3%	88.5%	2.7
	Ventos do Piauí III	207	96.4%	96.1%	0.3
	Ventos do Piauí I	206	97.3%	96.4%	0.9
PE	Caetés	182	94.8%	91.9%	2.9
RN	Cajuína	684	91.5%	68.3%	23.2
	Ventus	187	91.6%	86.8%	4.9
	Salinas	50	95.6%	96.5%	-1.0
CE	Mandacaru	108	66.8%	82.6%	-15.9
BA	Alto Sertão II	386	97.5%	92.7%	4.8
	Tucano	322	78.7%	49.4%	29.3
RS	Cassino	64	94.5%	97.4%	-2.9
Average Availability			92.0%	83.3%	8.7
Average Availability ex-Tucano and Cajuína			94.2%	93.0%	1.2
Incorporated Assets ex-Tucano and Cajuína			92.0%	90.4%	12.4
Incorporated Assets (including Tucano and Cajuína)			89.9%	77.5%	12.4

The evolution of availability is in line with the plan to reach 95% average availability of incorporated assets by the end of 2025. Chart 10 below shows a gradual recovery of availability.

| Chart 10 | Availability of Incorporated Wind Complexes



Even with availability still below the 95% target and generation restrictions close to 8.3%⁽¹⁾, Auren's wind assets recorded generation equivalent to P90 in the period. Although there are additional optimization opportunities underway at the incorporated wind complexes, the strategy to recover performance and availability is already showing concrete results, with emphasis on complexes such as Alto Sertão II, Ventus, Cajuína and Tucano. This trajectory highlights the effectiveness of preventive maintenance plans and corrective action plans, with a focus on resolving failures and increasing equipment reliability, resulting in better adherence to the wind turbine design power curve.

The entry into full operation of new assets and the recovery of generation capacity resulted in a significant growth of 41.3% in energy production compared to 1Q24. These advances, combined with an improved condition of the wind resource, demonstrate the effectiveness of the operational and strategic decisions adopted by the Company.

⁽¹⁾ Disregarding reimbursable events due to External Unavailability Reason (REL) after reaching the annual deductible.

Solar Power

Energy generation by Auren's solar assets, combined with the curtailed generation due to External Unavailability (REL), subject to reimbursement after reaching the allowance, reached 205.3 average MW in 1Q25, 120.5% higher than in 1Q24 (93.1 average MW), due to the startup of the Sol de Jaíba and Água Vermelha VII projects. Generation was 13.9% lower than expected for P90 and 21.2% lower than the average generation expectation (P50), mainly due to generation curtailment.

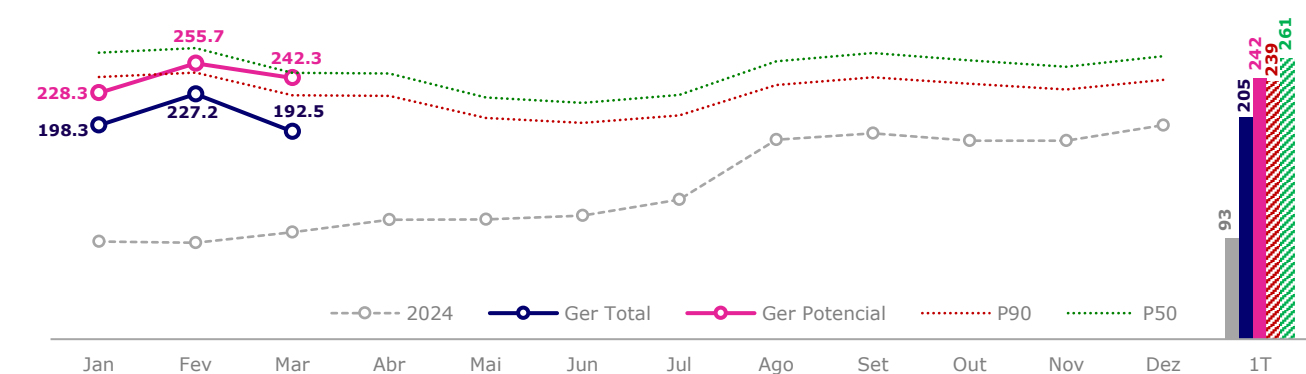
| Table 9 | Generation by Solar Complexes and Generation Performance in relation to Certification

Solar Complexes	Generation + Reimbursable Energy (REL) (average MW)			Reference % with REL	
	1Q25	1Q24	Var.	P90 1Q25	P50 1Q25
Sol de Jaíba	118.7	12.6	842.4%	-21.4%	-29.5%
Guaimbê	31.8	33.5	-4.9%	2.8%	-0.1%
Água Vermelha Solar	18.7	18.7	0.3%	3.0%	-2.2%
Boa Hora	17.7	17.0	3.9%	6.0%	0.8%
Sol do Piauí I	10.3	11.4	-9.4%	-15.9%	-24.0%
Água Vermelha VII	8.1	-	-	-13.6%	-20.1%
Total	205.3	93.1	120.5%	-13.9%	-21.2%

Despite the challenges faced in 1Q25, the quarter was marked by significant advances in Auren's solar portfolio. Generation more than doubled in relation to 1Q24, driven by the startup of the Sol de Jaíba and Água Vermelha VII complexes. Boa Hora and Água Vermelha Solar demonstrated high availability and underscore the health of the solar assets. With an agile and structured strategy, combined with the technical potential of the assets, Auren remains confident in the gradual recovery of availability, consolidating a trajectory of sustainable growth and value generation in the solar segment.

Chart 11 presents the monthly comparison of (i) total generation, which is energy generation plus the portion of energy not generated due to electrical reason constraints (reimbursable); (ii) potential generation, which is the effective generation plus the portion of energy not generated due the various types of constraints from the National Electricity System Operator (ONS); and (iii) 50th and 90th percentiles of the certifications.

| Chart 11 | Solar Assets – Power Generation and Certified Values for P50 and P90 (average MW)



Average MW	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q
Energy Generation 2025	198	196	187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194
Total Generation 2025 ⁽¹⁾	198	227	193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205
Potential Generation 2025 ⁽²⁾	228	256	242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242
Generation 2024	90	89	99	111	111	114	129	185	191	184	184	198	93

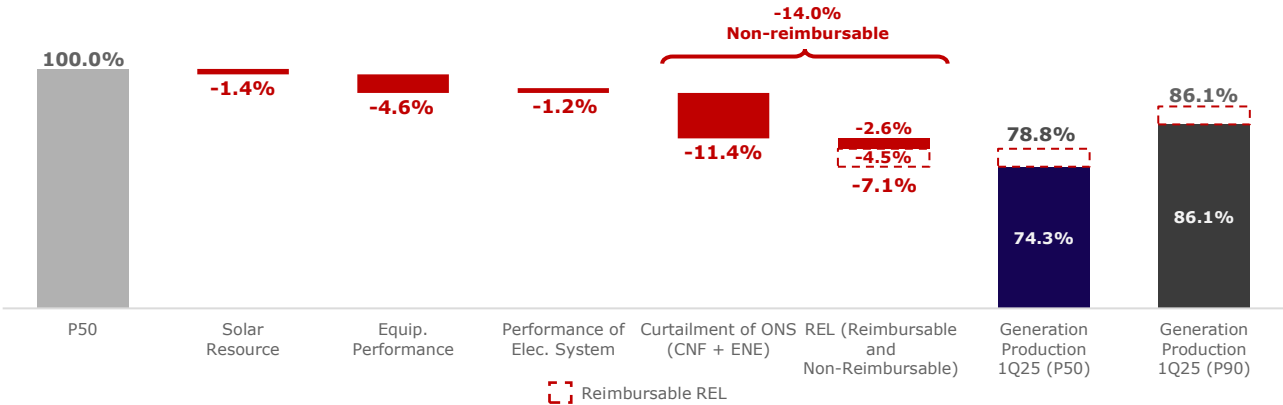
⁽¹⁾ Total Generation = Effective generation + energy to be reimbursed.

⁽²⁾ Potential Generation = Effective generation + lost energy.

As shown in Chart 12, considering the aggregated results of solar assets in terms of the technical parameters of the projects, the performance of solar generation was mainly impacted by the generation curtailment in 1Q25. Despite this scenario, Água Vermelha Solar and Boa Hora maintained high availability, with emphasis on the latter, which recorded generation 0.8% above P50 in the period. More details on the availability indicators are presented below in Table 11.

Curtailment data is detailed in the “Curtailment of Auren’s Wind and Solar Assets” chapter of this section.

| Chart 12 | Consolidated Solar Generation Performance in 1Q25 (P50 on a 100 basis)



The average irradiance in 1Q25 was higher in all complexes in the State of São Paulo and lower in Sol de Jaíba and Sol do Piauí, compared to 1Q24.

| Table 10 | Solar Resource of Complexes compared to References

Solar Complexes	Irradiance (kWh/m²)		
	1Q25	1Q24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	192.3	203.2	-10.9
Guaimbê	202.0	186.5	15.5
Água Vermelha Solar	190.1	186.2	4.0
Boa Hora	188.8	186.2	2.6
Sol do Piauí I	170.1	170.8	-0.7
Água Vermelha VII	186.5	-	-

In 1Q25, the availability of solar assets reached 95.9%, a decrease of 2.1 p.p. from 1Q24, mainly impacted by an event at the Power Station at Guaimbê, with return expected for the second half of 2025, and by the need for a specific adjustment of an inverter at Sol do Piauí. Actions have been taken to mitigate the impacts of specific technical failures, focusing on predictive maintenance and the efficiency of critical systems.

| Table 11 | Availability of Solar Complexes

Solar Complexes	Installed Cap.(MW)	Availability		
		1Q25	1Q24	Var. (p.p.)
Sol de Jaíba	500	94.7%	93.7% ⁽¹⁾	1.0
Guaimbê	150	96.3%	99.6%	-3.3
Água Vermelha Solar	76	98.9%	97.5%	1.4
Boa Hora	69	99.4%	100.0%	-0.6
Sol do Piauí I	48	95.2%	99.5%	-4.3
Água Vermelha VII	33	98.6%	-	-
Average Availability	-	95.9%	98.0%	-2.1

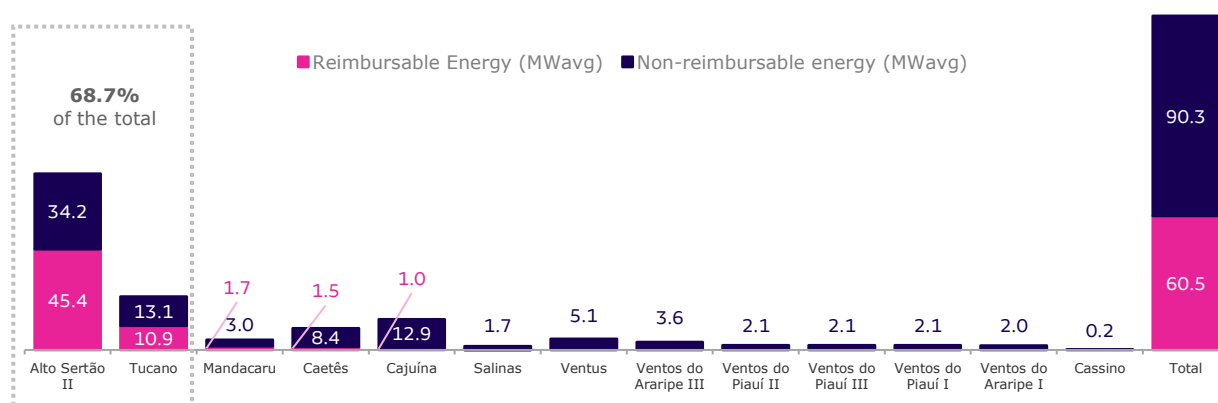
Curtailment - Auren's Wind and Solar Assets

In terms of energy, 1Q25 the combined impact of the generation restriction on the Company's wind and solar assets was 6.1% (81.8 average MW) of the P50 of the assets, excluding all events motivated by REL. When observing the total data, the curtailment was in the order of 14.8% (198.7 average MW), of which 5.4% (72.0 average MW) are reimbursable, since they were events subsequent to reaching the allowance for the purposes of reimbursing REL events.

For wind projects, 1Q25 recorded curtailments of around 8.3% (90.3 average MW), composed of 4.8% (52.2 average MW) classified as Energy and Reliability Reason and 3.5% (38.2 average MW) classified as External Unavailability Reason (REL) before reaching the allowance and excluding events motivated by REL subject of reimbursement. When observing the total data, the curtailment was around 13.9% (150.3 average MW) for the wind source, of which 5.6% (60.3 average MW) are reimbursable, since they were events after reaching the allowance for purposes of reimbursing REL events.

Auren's geographically diversified portfolio of wind assets once again proved to be resilient and complementary. In wind assets, the Alto Sertão II and Tucano parks, assets located in Bahia, accounted for 68.7% of wind curtailment in the quarter, with approximately half of this amount associated with flow limitations linked to the Xingu-Rio bipole, as detailed in the "Energy Market" section.

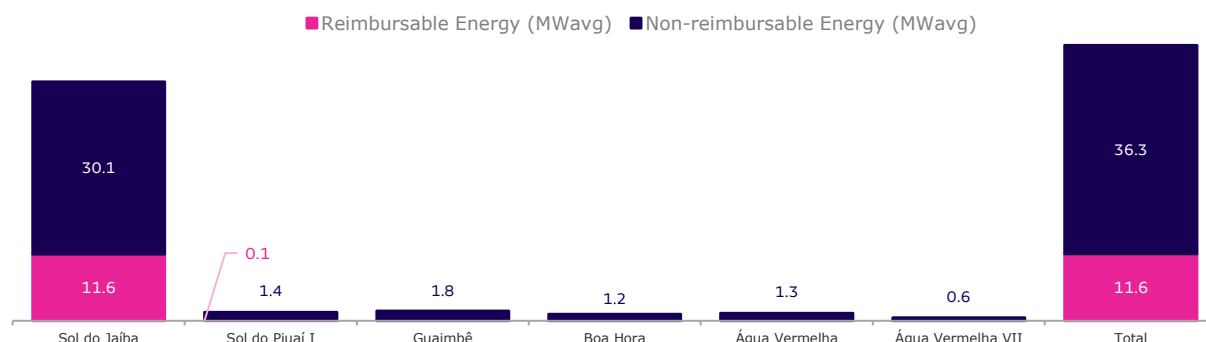
| Chart 13 | Wind Projects – Reimbursable and Non-Reimbursable Generation Curtailment determined by the ONS in 1Q25



For solar assets, the total curtailment impact was 11.4% (29.6 average GW), excluding all events caused by REL. When observing the total data, the cuts were in the order of 18.4% (47.9 average MW) for the solar source, of which 4.5% (11.6 average MW) are reimbursable, since they were events subsequent to reaching the allowance for the purposes of reimbursing REL events.

⁽¹⁾ Amount assessed only for March 2024, when the index became viable after the start-up of the plant.

| Chart 14 | Solar Projects - Reimbursable and Non-Reimbursable Generation Curtailment determined by the ONS in 1Q25



Note that part of the total curtailment observed in Auren's portfolio for Energy and Reliability Reasons was due to the exceptionally high wind resource for the time of year. Considering both reasons for curtailments, the combined impact was 81.8 MW on average. According to the Company's estimates, 47% (35 MW on average) of this amount is associated with wind generation above what is expected for this time of year, exceeding the historical pattern represented by P50.

In financial terms, the impact of curtailment on the asset portfolio net of the reimbursable portion related to REL after reaching the hourly limits, was R\$49 million. Of such amount, R\$16 million represents the non-reimbursable portion (before the limit of hours was reached) of the constraints classified as REL, R\$20 million represents the Reliability curtailment reason, and R\$13 million represents the Energy curtailment reason.

It is worth noting that generation restrictions must be analyzed under the effect of Auren's integrated portfolio, given that there are positive and negative impacts for each of the different sources of the company's installed capacity. In this sense, as explained in the "Generation Modulation" section below, the Company had modulation gains of approximately R\$18 million, which, added to the R\$49 million impact from curtailment, result in a net impact of R\$31 million for the portfolio. The recognition of the reimbursement in the Company's results is reflected in the "Gross Revenue" – "Energy Sales" – "Reimbursement Provision" lines of the Income Statements and can be seen in explanatory note 19 of the Financial Statements.

Generation Modulation

The Company's current diversified generation profile made significant modulation gains against short-term price (Differences Settlement Prices - PLD) variations. Since the first three months of 2025 were marked by a significantly worse hydrological scenario and that the Brazilian energy mix currently consists of approximately 36% capacity from intermittent sources, the PLD was highly volatile in the quarter.

Since Auren's portfolio has a balanced installed capacity (54% of hydroelectric power, 36% of wind power and 10% of solar power), the Company achieved positive results when comparing its generation profile to the PLD. Since most of the energy sale agreements in the Free Contracting Environment (ACL) have a flat profile, the differences between generated and contracted volume are settled in the short-term market. Based on the generation and hourly price data for 1Q25, the modulation of assets with agreements in the ACL resulted in gains of approximately R\$18 million for Auren.

To return to the table of contents, click [here](#).

Financial Performance - Generation Segment

| Table 12 | Results of the Period

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var. %
Net Revenue	1,621.0	1,326.2	22.2%
Energy Purchase Cost	(188.7)	(198.7)	-5.0%
Electricity Network Use Charges	(180.2)	(168.6)	6.9%
Net Margin	1,252.1	958.9	30.6%
<i>Net Margin</i>	77.2%	72.3%	4.9 p.p.
PMSO	(240.6)	(258.9)	7.1%
Other Operating Results	11.9	(22.3)	n.a.
EBITDA	1,023.5	677.7	51.0%
Dividends Received	58.3	-	n.a.
Accrual (Reversal) of Provision for Litigation and Judicial Deposits	(23.3)	8.1	n.a.
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	1.4	-	n.a.
Write-off of Fixed Assets	10.1	-	n.a.
Other Adjustments	-	27.4	n.a.
Adjusted EBITDA	1,070.1	713.2	50.0%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	66.0%	53.8%	12.2 p.p.

Adjusted EBITDA for the generation segment totaled R\$1.1 billion in 1Q25, increasing R\$356.9 million (50.0%) from 1Q24. The variations in both periods reflect mainly:

- a) **Net Revenue:** increase of R\$294.8 million (or 22.2%) in the quarter, of which R\$105.8 million result from the higher volume of energy sold by assets that began operating in 2024, due to: (i) the phased startup and increased availability of Tucano and Cajuína wind complexes, that accounted for R\$84.6 million; and (ii) the startup of the Jaíba solar plant represented R\$17.9 million in 1Q25. In the wind segment, the higher availability and adherence to the power curve of the complexes, alongside better winds in the period, also contributed to the growth of generation, with an impact worth R\$57.5 million. Also in the wind segment, Auren adjusted the reimbursement provision criterion adopted for the incorporated assets, reducing the provision by R\$53.7 million in 1Q25 compared to 1Q24. In the hydroelectric generation segment, net revenue increased by R\$70.3 million, driven by a better GSF and higher average selling price in related-party operations in 1Q25 vs. 1Q24.
- b) **Energy Purchase Cost:** reduction of R\$10.0 million in the quarter, totaling R\$188.7 million vs. R\$198.7 million in 1Q24, mainly explained by the lower energy purchase needs for the Company's energy balance.
- c) **Sector Charges:** growth of 6.9%, with a total cost of R\$180.2 million in 1Q25 vs. R\$168.5 million in 1Q24. The increase is mainly explained by the assets that started its operation in 2024, combined with the impact of inflation on the charges at the operational assets.
- d) **Net Margin:** Increase of R\$293.2 million, totaling R\$1.2 billion in 1Q25 vs. R\$958.9 million in 1Q24. The result reflects the factors explained above. In the quarter, the Company generated R\$18 million in net gains from energy modulation provided by the diversification of its portfolio, as presented in the "Generation Modulation" section.
- e) **PMSO:** R\$240.6 million in 1Q25, reduction of 7.1% from 1Q24, mainly due to the synergies captured in the integration process following the acquisition of AES Brasil, as mentioned on section [Consolidated Financial Performance](#).
- f) **Other Operating Results:** variation of R\$34.2 million, compared to an expense of R\$22.3 million in 1Q24, mainly explained by the reversal of the provision for litigation of R\$23.3 million in 2025 vs. accrual of a provision of R\$8.1 million in 1Q24.
- g) **Dividends:** R\$58.3 million received in 1Q25 from hydroelectric assets in which Auren holds non-controlling interests. For more details on these assets, refer to section [Auren's Non-Controlling Interests](#).

To return to the table of contents, click [here](#).

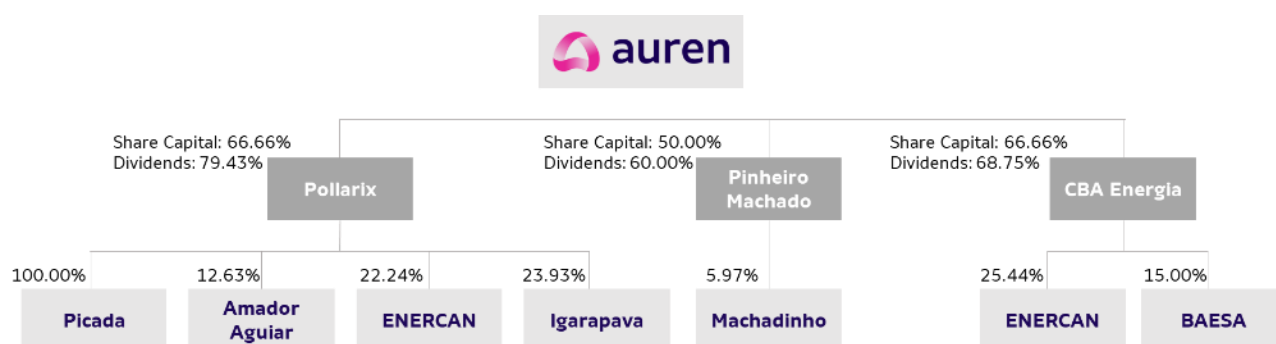
Auren's Non-Controlling Interests

This section presents the performance of hydroelectric assets in which Auren indirectly holds non-controlling interest through the companies CBA Energia (BAESA and ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I and II, Igarapava and Picada) and Pinheiro Machado (Machadinho), whose balances are recognized via equity income method in the consolidated financial statements of the Company. Additionally, the dividends from these holdings are recognized in the Company's Adjusted EBITDA.

The energy balance and financial information are presented at the consolidated level of CBA Energia, Pollarix and Votorantim Cimentos Pinheiro Machado. For detailed information about the **corporate structure and the main characteristics of the hydroelectric plants in which the Company holds non-controlling interest**, access the Interactive Spreadsheet, available in Excel format, on Auren's Investor Relations website, under Financial Results / [Results Center](#).

The volume of energy purchases shown in the Energy Balance (Table 13) mainly reflects the purchases made by the holdings companies to transfer energy from the assets to end customers, in addition to purchases to cover exposure to the MRE. The balance of holdings did not undergo relevant changes from 4Q24 to 1Q25.

I Figure 3 | Corporate Structure - Hydroelectric Plants in which Auren holds Non-Controlling Interest



| Table 13 | Energy Balance of Hydroelectric Assets in which Auren Holds Non-Controlling Interest⁽⁴⁾

Volume (average MW)	2025	2026	2027	2028	2029
Firm Energy of Assets (a)	260	256	256	256	244
Purchases (b)	164	147	117	117	105
Resource (c) = (a) + (b)	424	403	373	373	348
Sales in the ACL (d)	383	369	369	369	344
Requirements (e)	383	369	369	369	344
Energy Balance (f) = (c) - (e)	40.8	33.9	4.2	4.2	4.2

Financial Performance and Dividend Payment

This section presents a Managerial Income Statement with the consolidated financial performance of the hydroelectric assets in which Auren holds a non-controlling interest. Such information is managerial and unaudited, aiming to provide information on the cash generation of such assets, which results in the payment of dividends. The main effects of non-controlling interests on Auren's result are explained below.

Table 14 below show the key result lines of these assets, adjusted for Auren's indirect ownership interest, allowing a better understanding of the operations. Note that none of the assets considered in this section have any debt on their respective balance sheets.

| Table 14 | Managerial Income Statement of Hydroelectric Assets in which Auren Holds a Non-controlling Interest⁽¹⁾

Managerial Income Statement - Interests (R\$ million - Auren's ownership interest)	1Q25	1Q24	Var. %
Volume of Energy Sold (average MW)	429	421	2.0%
Margin R\$/MWh	126	119	6.4%
Gross Margin	119.2	109.9	8.5%
PMSO	(5.5)	(6.5)	-14.8%
Adjusted EBITDA⁽²⁾	113.7	103.4	9.9%
Depreciation and Amortization	(9.4)	(9.3)	1.5%
Other Results (including MtM)	32.3	19.0	69.6%
EBIT	136.5	113.2	20.6%
Financial Result	0.1	0.0	33.2%
EBIT	136.6	113.2	20.6%
Income and Social Contribution Taxes	(27.3)	(26.3)	3.9%
Net Income⁽³⁾	109.3	86.9	25.7%
Dividends received by Auren Energia	58.3	0.0	n.a.

Main highlights of 1Q25:

- a) **Gross Margin:** the better margin of R\$9.3 million is mainly explained by the price adjustment in energy sales contracts, improvement in the GSF factor and the increase in the average energy price at CBA Energia of R\$68.4/MWh in 1Q24 vs. R\$217.2/MWh in 1Q25 referring to the surplus energy volume of 30MWm, given the dynamics of market prices in the period.
- b) **PMSO:** R\$5.5 million in 1Q25 vs. R\$6.5 million in 1Q24. The reduction of R\$1.0 million is mainly explained by lower maintenance expenses at the Picada and Amador Aguiar assets in 1Q25, with the modernization of some assets rescheduled for 2Q25, considering the rainy season in the first quarter.
- c) **Adjusted EBITDA:** R\$113.7 million in 1Q25, an increase of 9.9% from 1Q24 (R\$103.4 million), explained by the combination of the growth of margin and reduction in PMSO expenses between the periods.
- d) **Other Results:** R\$32.3 million in 1Q25 vs. R\$19.0 million in 1Q24, an increase of R\$13.3 million, mainly due to the improvement in the market-marked prices of Pollarix's surplus energy under energy sale agreements.
- e) **Dividends Received:** R\$58.3 million in 1Q25. As mentioned in 4Q24 Results, due to changes in dividend recognition policies and regimes, the annual dividend is distributed more evenly throughout the year, unlike previous periods, when the receipt of dividends was concentrated in the last quarter. Such changes explain the variation observed in 1Q25 in relation to 1Q24.

To return to the table of contents, click [here](#).

⁽¹⁾ Managerial Income Statement aiming to analyze the equity income of hydroelectric assets in which Auren holds a non-controlling interest.

⁽²⁾ Adjusted EBITDA disregards effects of mark-to-market adjustment.

⁽³⁾ The Net Income presented on table 16 is found on Note 11 to Auren Energia's Financial Statements, by adding the equity income from the affiliates Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações. The values for 2023 are different from those disclosed on the note to the 2024 Financial Statements released because this section's Income Statement was prepared for comparison purposes, considering the individual results of the companies.

⁽⁴⁾ Notes: (i) The firm energy of the assets net of the realized Energy Reallocation Mechanism - MRE (GSF); (ii) The firm energy is net of internal and basic network losses (3%); (iii) The firm energy is subject to hydrological risk (GSF); (iv) Considering the resources (firm energy and purchase agreements) and requirements (sales) equivalent to Auren's interest in the assets in which Auren holds a non-controlling interest (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado).

Energy Trading

Auren is the largest energy trader in the country, providing the Company with a diversified client portfolio and optimization in energy allocation. Its market intelligence and strategic performance reinforce operational resilience, contributing to risk reduction and generating positive results.

Energy Balance - Trading Segment

Table 15 presents the Energy Balance of the Company's Trading segment, along with the trading margin for 2025 and 2026. The amounts consider the volume traded by the companies Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (formerly AES Comercializadora), Tietê Integra (formerly AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

In 2025, Auren traded 5,045 average MW of energy to both end consumers and other parties, consolidating its leadership position in the energy trading segment.

| Table 15 | Energy Balance of Auren's Trading Portfolio

Volume (average MW)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Purchases (A)	4,990	3,059	2,091	1,527	828	597
Sales⁽¹⁾ (B)	5,045	3,256	2,102	1,563	735	531
Trading Balance (A - B)	-55	-197	-11	-35	94	65
Contractual Margin⁽²⁾ (R\$/MWh)	9	16	-	-	-	-
Auren Consolidated Balance⁽³⁾	310	238	719	878	1,550	1,683

In 1Q25, the management of the portfolio was marked by two main developments: (i) the reduction in the trading short position from 123 average MW in 4Q24 to 55 average MW for 2025, mainly due to purchases made, focusing on the supply for the third quarter of 2025. The Company aimed to get ahead of an anticipated increase in market price volatility, enabling more effective management of the risks associated with price fluctuations and (ii) in the period from 2027 to 2029, intercompany contracts were signed representing approximately 150 average MW of sales of the generation portfolio to the trading area. These purchases, together with other operations carried out by the trader, resulted in a reduction in the trader's short position for this period.

Considering the consolidated portfolio, there was a reduction of approximately 55 average MW from the long position of the consolidated portfolio for the 2027-2029 period, at an average price of R\$163/MWh. Furthermore, a long-term contract was signed for the sale of 33 average MW from the solar portfolio, as detailed in section Energy Balance - Generation Segment. Thus, the long position of the consolidated portfolio for 2027 to 2029 was reduced to 88 average MW.

When analyzing the contractual margin of the trading portfolio, it is essential to consider the share of short-term trading operations, which generally have lower unit margins but involve high energy volumes. This type of operation has a direct impact on the average contractual margin of the trading company.

As an example, the contractual margin variation observed in 2025, comparing the current baseline date and the one of December 2024, is explained precisely by the high number of short-term trading operations.

Exposure to price differences between submarkets

Due to the energy balance conditions of the SIN and the exchange limits between the subsystems, an increase in the difference between submarket prices was observed in 1Q25, particularly in March. While the average PLD in March in the Southeast/Midwest submarket was R\$327.3/MWh, in the North and Northeast submarkets the average was R\$59.0/MWh, a difference of R\$268.4/MWh for the month. In the quarter, the average difference was R\$103.4/MWh.

In Auren's portfolio, the assets in the Northeast submarket account for 1,522 average MW of firm energy, with 806 average MW (53%) under long-term agreements in the Regulated Contracting Environment (ACR). In these contracts, the energy is sold in the submarket of the asset, so that the risk of exposure to price differences between submarkets is mitigated for the generator.

For the 716 average MW of the generation portfolio in the Northeast marketed in the Free Contracting Environment (ACL), Auren adopts risk mitigating actions in its trading strategy, including: (i) direct sales to customers with energy consumption in the North and Northeast submarkets; (ii) participation in energy auctions; (iii) spreads charged in contracts with self-

⁽¹⁾ Considering the contracts formalized in ACR and ACL.

⁽²⁾ The contractual margin is calculated by the difference between the revenue and the expense of the formalized agreements divided by the sales amount. It does not consider the valuation of the exposure. Baseline date of prices: February 01, 2025. Exchange rate: R\$5.74 (BRL/USD).

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

producer partners for risk mitigation, generating additional revenue that offsets the expected price differences between submarkets over the contractual term; and (iv) submarket swap operations (hedge) at favorable market moments.

Due to the seasonality of wind assets, which have lower expected generation at the beginning of the year, and the Company's trading strategy, the sales volume to customers in the North and Northeast submarkets exceeded Auren's generation in the region in 1Q25, leaving the Company's consolidated energy balance short in the North and Northeast submarkets. Therefore, the Company benefited from the price difference in relation to the Southeast/Midwest submarket. In 1Q25, the estimated gain from price differences between submarkets, thanks to the Company's trading strategy, came to R\$60 million. For the remainder of the year, due to the seasonality of wind assets being concentrated in the third quarter, sales should not exceed the firm energy. Note that the energy exposures between submarkets and their respective impacts are divided between the generation and trading segments, but are managed by the Company in a consolidated manner.

Financial Performance - Trading Segment

| Table 16 | Results of the Period

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var. %
Net Revenue	1,787.8	1,205.4	48.3%
Energy Cost	(1,599.1)	(1,135.9)	40.8%
Net Margin	188.7	69.5	171.5%
<i>Net Margin</i>	10.6%	5.8%	4.7 p.p.
PMSO	(29.7)	(20.0)	48.6%
Other Operating Results	(33.2)	116.0	n.a.
EBITDA	125.8	165.5	-24.0%
Mark-to-Market Adjustment of Future Energy Contracts	38.7	(113.7)	n.a.
Other Adjustments	0.1	-	n.a.
Adjusted EBITDA	164.6	51.8	217.8%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	9.2%	4.3%	4.9 p.p.

Adjusted EBITDA totaled R\$164.6 million in 1Q25 vs. R\$51.8 million in 1Q24, an increase of 217.8%, mainly explained by:

- a) **Net Margin:** R\$188.7 million in 1Q25, 171.5% higher than the margin observed in the previous year. Such variation is explained, primarily, by the higher trading margin, which increased from R\$6.0/MWh in 1Q24 to R\$15.8/MWh in 1Q25, reflecting the positive exposure built in the quarter, in a context of higher market prices due to the adverse hydrological scenario in 1Q25 compared to 1Q24, when prices were close to the minimum regulatory price. Finally, the Trading segment obtained gains of R\$60 million due to price differences between submarkets prices.
- b) **PMSO:** Operating costs and general and administrative expenses of the Trading segment totaled R\$29.7 million in 1Q25, as against R\$20.0 million in 1Q24. The variations mainly reflect the R\$7.9 million addition from Esfera Comercializadora, whose results began to be consolidated in September 2024, after its acquisition.

To return to the table of contents, click [here](#).

Consolidated Financial Performance

Pro Forma Income Statement

Important: This section presents an analysis of the main components of the Company's results. Considering the completion of the transaction with AES Brasil Energia on October 31, 2024, to assist the market in analyzing the results and facilitate the visualization and interpretation of the Company's 1Q25 data, the figures related to the 1Q24 Quarterly Financial Information are presented in an unaudited proforma view, considering the combined operations of AES Brasil and the Company from January 1, 2024, exclusively for comparative purposes. Thus, the accounting results of Auren Energia and AES Brasil, disclosed in the March 2024 Quarterly Financial Information, were consolidated by summing the values of both companies and eliminating transactions between related parties. Additionally, reclassifications were made between groups in the income statement (DRE) for comparability and better presentation purposes.

The Company emphasizes that the proforma information (i) is merely informative and was prepared exclusively to assist the market in simulating the combined results considering the transaction with AES Brasil and is intended solely to facilitate the visualization and interpretation of the 1Q25 data; (ii) was prepared by the Company, has not been audited and/or reviewed by independent auditors, and does not constitute, under any circumstances, financial statements as per applicable legislation and regulations; (iii) is presented voluntarily; (iv) should not be used as a basis for investment decisions, nor interpreted as a projection of the Company's future performance; (v) does not replace any previously disclosed audited financial information of the companies; and (vi) investors are recommended to conduct an independent analysis of the proforma information always and only in conjunction with the Company's reviewed or audited financial information.

The results presented here cover, in addition to the Generation and Trading segments, "Holding Company and Pipeline" and "Eliminations." Equity income includes the assets not controlled by the Company – Auren's non-controlling interests in hydroelectric assets, detailed on section "[Auren's Non-Controlling Interests](#)," as well as a 50% stake in the joint venture between the Tucano wind complex and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which reported EBITDA⁽¹⁾ of R\$9.6 million in 1Q25. For more information, see Note 10 to the Quarterly Financial Information.

To enhance transparency and support investors and analysts in their evaluations, the Company provides an [Interactive Spreadsheet](#) on its Investor Relations website.

| Table 17 | Results of the Period

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var. %
Net Revenue	2,952.3	2,209.4	33.6%
Energy Purchase Cost	(1,330.9)	(1,011.8)	31.5%
Electricity Network Use Charges	(180.5)	(175.0)	3.2%
Net Margin	1,440.8	1,022.5	40.9%
<i>Net Margin</i>	48.8%	46.3%	2.5 p.p.
Costs and Expenses (PMSO)	(302.0)	(309.3)	-2.4%
Other Operating Results	238.6	226.6	5.3%
EBITDA	1,377.5	939.8	46.6%
Mark-to-Market Adjustment of Future Energy Contracts	(229.2)	(248.1)	-7.6%
Dividends from Non-Controlling Interests	58.3	-	n.a.
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	5.5	-	n.a.
Accrual (Reversal) of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	(23.2)	8.4	n.a.
Write-off of Fixed Assets	16.4	-	n.a.
Other Adjustments	-	27.4	n.a.
Adjusted EBITDA	1,205.3	727.6	65.7%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	40.8%	32.9%	7.9 p.p.
Depreciation and Amortization	(458.2)	(345.8)	32.5%
Equity Income	72.1	62.8	14.9%
Net Financial Result	(732.1)	(354.4)	106.6%
EBIT	259.4	302.4	-14.2%
Income and Social Contribution Taxes	(205.4)	(151.2)	35.8%
Net Income (Loss)	54.0	151.3	-64.3%

⁽¹⁾ Considering the proportional ownership interest of Auren Participações in the joint venture.

Net Margin

Net Margin (Net Revenue minus Energy Purchase Costs and Sector Charges) totaled R\$1,440.8 million in 1Q25, up 40.9% from 1Q24 (R\$1,022.5 million).

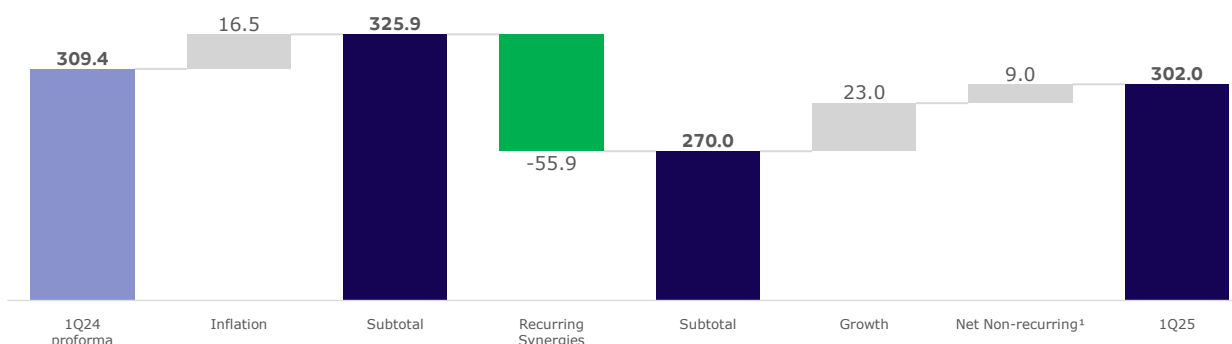
As mentioned in each segment section, such result was driven by:

- a) **Net Revenue:** growth of 33.8% quarter over quarter, mainly due to the startup of the Jaíba solar complex and the Tucano and Cajuína wind complexes, the highest average sales price of the generation segment in the quarter and the increase in the volume and average sales price of the trading segment.
- b) **Energy Purchase Cost:** increase of 31.9% in 1Q25, mainly reflecting the higher volume of transactions in the trading segment.
- c) **Sector Charges:** growth of 3.1% in 1Q25, mainly due to the assets that went operational in 2024, combined with the impact of inflation on the charges of the operational farms.

Costs and Expenses (PMSO)

The operational costs and expenses and general and administrative expenses (PMSO), on a comparable basis (excluding organic growth, Esfera, and non-recurring items), decreased R\$55.9 million (17.2%) from 1Q24, showcasing the commitment of the Company management to improving efficiency and capturing value.

| Chart 15 | PMSO of the Quarter (R\$ million)



PMSO totaled R\$302.0 million in 1Q25 vs. R\$309.4 million in 1Q24, a reduction of 2.3% explained by:

- a) **Personnel (P):** R\$115.1 million in 1Q25, in line with 1Q24 (R\$114.6 million). The synergies captured from the business combination, amounting to R\$22.4 million and realized in 1Q25, offset: (i) the inflation of the period (R\$4.9 million); (ii) expenses associated with growth due to the commissioning of new assets and the acquisition of Esfera Energia, which added another R\$7.9 million and whose results have been consolidated only since September 2024; (iii) non-recurring expenses of R\$2.5 million; and (iv) higher payment of variable compensation of R\$7.1 million.
- b) **Third-Party Materials and Services (MS):** R\$145.6 million in 1Q25, a reduction of R\$10.9 million (7.0%) from 1Q24 (R\$156.6 million), mainly due to sharp reduction in Information Technology (IT), after the completion of the Transaction, as well as lower expenses with consulting and renegotiations of maintenance and engineering agreements as part of the synergy initiatives.
- c) **Other Expenses (O):** R\$41.2 million in 1Q25, an 8.0% increase from 1Q24 (R\$38.2 million), mainly explained by the growth in lease expenses.

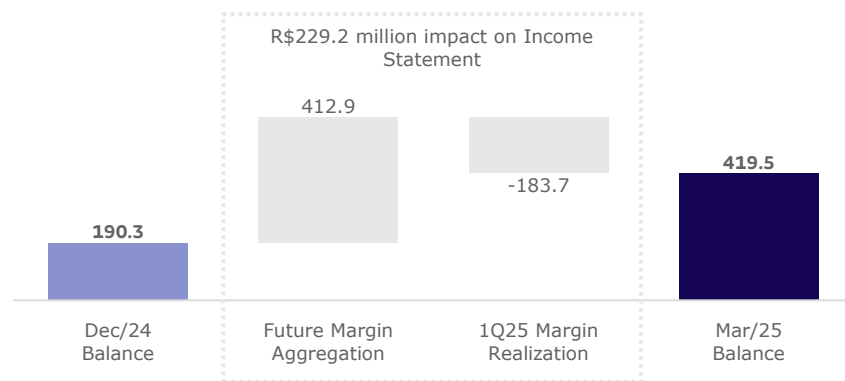
⁽¹⁾ Considering non-recurring expenses related to integration actions within the scope of the acquisition of AES Brasil (demobilization, consulting services, audits, legal fees, among others).

Other Operating Income (Expenses)

Other Operating Income came to R\$238.6 million in 1Q25, as against R\$226.6 million in 1Q24. The result reflect mainly the reversal of the provision for litigation (R\$23.2 million) in 1Q25, as against accrual of an R\$8.4 million provision in 1Q24, as well as the effect of the mark-to-market adjustment of future energy contracts. Chart 16 demonstrates the variation in the corporate balance of mark-to-market adjustment of future energy contracts in 1Q25, evidencing the significant value added in the quarter, with R\$412.9 million pertaining to mark-to-market adjustment of future energy contracts negotiated in the quarter, in addition to the realization of R\$183.7 million gains from positions bought in previous periods.

A substantial part of the gain from mark-to-market adjustment recorded in the consolidated result of the quarter is already reflected in the energy margin projected for the year. In other words, it is an early recognition due to the mark-to-market accounting system applied to the agreements for the purchase and sale of energy at the trading segment. Therefore, most of this result does not represent an additional gain to the annual margin, but the anticipated booking of a margin that will be effectively realized over the course of the year.

| Chart 16 | Corporate Balance of Mark-to-Market Adjustment in 2025 (R\$ million)



Adjusted EBITDA

| Table 18 | Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA⁽¹⁾

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var.
EBITDA	1,377.5	939.8	46.6%
Mark-to-Market Adjustment of Future Energy Contracts	(229.2)	(248.1)	-7.6%
Growth Initiatives Expenses	5.5	-	n.a.
Dividends from Non-Controlling Interests	58.3	-	n.a.
Accrual (Reversal) of Provision for Litigation and Write-offs of Judicial Deposits	(23.2)	8.4	n.a.
Write-off of Fixed Assets	16.4	-	n.a.
Other Adjustments	-	27.4	n.a.
Adjusted EBITDA	1,205.3	727.6	65.7%
Adjusted EBITDA margin	40.8%	32.9%	7.9 p.p.

Dividends received from Auren's non-controlling interests in 1Q25 amounted to R\$58.3 million, in line with the strategy of distributing dividend payments more evenly throughout the year, as mentioned in the 4Q24/2024 earnings report.

⁽¹⁾ Adjusted EBITDA is a non-accounting measurement prepared by the Company, since in the Company's view the adjustments described in the table above are not part of the normal operations of its business and/or distort the analysis of its performance.

Financial Result

| Table 19 | Consolidated Financial Result

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var.
Financial Income	276.2	226.7	21.8%
Financial Expenses	(1,008.2)	(581.1)	73.5%
Net Financial Result	(732.1)	(354.4)	106.6%

Net financial result amounted to an expense of R\$732.1 million in 1Q25 vs. an expense of R\$354.4 million in 1Q24.

- a) **Financial Income:** increase in income from financial investments mainly explained by the higher investments in 1Q25, considering the higher cash position between the periods (R\$7.2 billion in 1Q25 vs. R\$5.6 billion in 1Q24), in addition to the variation in the average CDI in the period (12.95% p.a. in 1Q25 vs. 11.28% p.a. in 1Q24).
- b) **Financial Expenses:** R\$1.0 billion in 1Q25, compared to R\$581.1 million in 1Q24. The R\$427.1 million increase is mainly due to:
 - a. **Charges and Inflation Adjustments:** R\$909.4 million in 1Q25 compared to R\$527.2 million in 1Q24. The R\$382.2 million variation is explained by an increase of R\$295.3 million in expenses with interest on loans and an increase of R\$86.9 million in inflation adjustment, mainly explained by the higher debt between the periods (R\$26.0 billion in 1Q25 vs. R\$18.0 billion in 1Q24).
 - b. **Capitalized Interest:** R\$8.2 million in 1Q25 compared to R\$49.0 million in 1Q24, a reduction of R\$40.9 million in interest transferred to property, plant and equipment and intangible assets in progress between the periods, due to the completion of the construction of wind and solar projects that came into operation in 2024.
 - c. **Other Financial Expenses:** the remaining financial expenses in 1Q25 totaled R\$107.0 million, in line with the R\$103.0 million recorded in 1Q24.

Net Income (Loss)

| Table 20 | Consolidated Net Result

R\$ million	1Q25	1Q24 proforma	Var.
EBITDA	1,377.5	939.8	46.6%
Depreciation/Amortization	(458.2)	(345.8)	32.5%
Net Financial Result	(732.1)	(354.4)	106.6%
Income and Social Contribution Taxes	(205.4)	(151.2)	35.9%
Equity Income	72.1	62.8	14.9%
Net Income (Loss)	54.0	151.2	-64.3%

Due to the previously mentioned factors, as well as variations in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded net income of R\$54.0 million in 1Q25 vs. R\$151.2 million in 1Q24.

The main variations are detailed below.

- a) **EBITDA:** consolidated EBITDA of R\$1.4 billion in 1Q25 vs. R\$939.8 million in 1Q24, up 46.6%, mainly due to the startup of the Cajuína and Tucano wind complexes and the Sol de Jaíba solar complex.
- b) **Depreciation/Amortization:** R\$459.2 million in 1Q25 vs. R\$345.8 million in 1Q24, an increase of 32.5%, reflecting the amortization of capital gains from the acquisitions of AES Brasil and Esfera, as well as the startup of the Cajuína and Tucano complexes in 2024.
- c) **Income and Social Contribution Taxes (IR/CS):** expense of R\$205.4 million in 1Q25 vs. R\$151.2 million in 1Q24, increasing 35.9%, mainly due to the higher consolidated EBITDA in 1Q25, as mentioned above. In the quarter, R\$74.5 million refers to the cash portion, of which R\$41.5 million refers to the advance payment of taxes on assets taxed under the real profit regime.
- d) **Equity Income:** positive R\$73.2 million in 1Q25 (vs. R\$62.7 million in 1Q24), reflecting the better results from Auren's non-controlling interests, mainly due to the variation in mark-to-market adjustment of future energy contracts, with no impact on cash or on dividends received by Auren.

Indebtedness

In the first four months of 2025, Auren made progress in the management of its financial liabilities, which led to a reduction in gross debt and average costs, as well as an extension of the amortization schedule.

Considering the closing of March 31, 2025 and the events announced in April (pro forma⁽¹⁾), gross debt totaled R\$24.8 billion, a reduction of R\$2.2 billion compared to the closing of December 2024. The average debt term was extended to about 6.5 years, an increase from the end of 2024, when the average term was approximately 5.9 years.

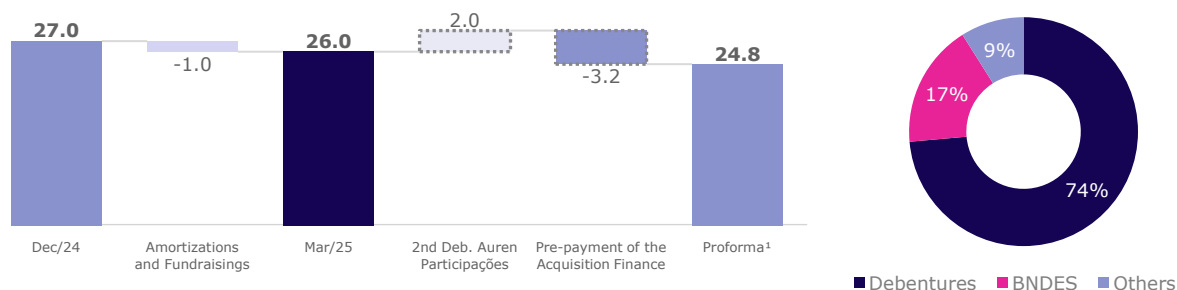
Approximately 67% of the pro forma net debt is tied to the IPCA, the same index that adjusts Auren's energy sale agreements. This strategy protects the Company against future fluctuations, while a reduced portion, only 20%, is linked to the CDI, minimizing the impacts of possible increases in the SELIC interest rate. In the quarter, the average cost of the Company's net debt was reduced to CDI-1.7% p.a.

In April 2025, the Company took effective actions in debt management, as shown on Charts 17 and 19:

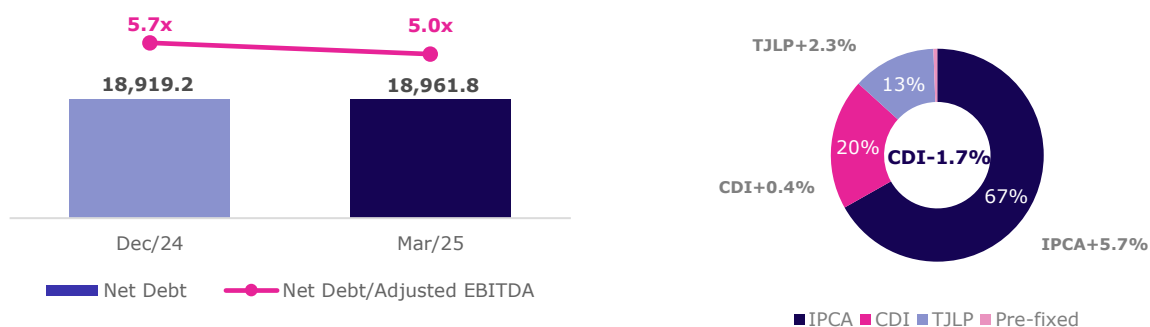
- Auren Participações carried out its 2nd Issuance of debentures worth R\$2.0 billion, with a term of 10 years and remuneration of IPCA+7.4515% p.a., equivalent to NTN-B 2035 minus 0.15% p.a. on the pricing date. The operation received an AAA rating from Moody's, reflecting the Company's credit quality and the market's positive perception of its financial strength. Furthermore, Auren Participações executed a swap for the issuance cost from IPCA+7.4515% p.a. to CDI-0.50% p.a., resulting in a final all-in cost close to CDI without spread;
- Auren Energia prepaid R\$3.2 billion of a total of R\$5.4 billion (principal) from the 4th issuance of debentures (acquisition financing), without incurring a break funding fee, originally maturing in October 2028, with increasing costs each year, starting with a cost of CDI + 1.1% p.a. in the first year, CDI + 1.2% p.a. in the second year, CDI + 1.5% p.a. in the third year, and a final cost of CDI + 2.0% p.a. in the last year.

Given the growth of adjusted EBITDA in the last 12 months, at the end of 1Q25, the Company reported leverage ratio (Net Debt/Adjusted EBITDA) of 5.0x, a decrease of 0.7x from the end of December 2024, reinforcing the Company's commitment to its deleveraging.

| Chart 17 | Changes in Debt (R\$ billion) and Proforma⁽¹⁾ Gross Debt Profile



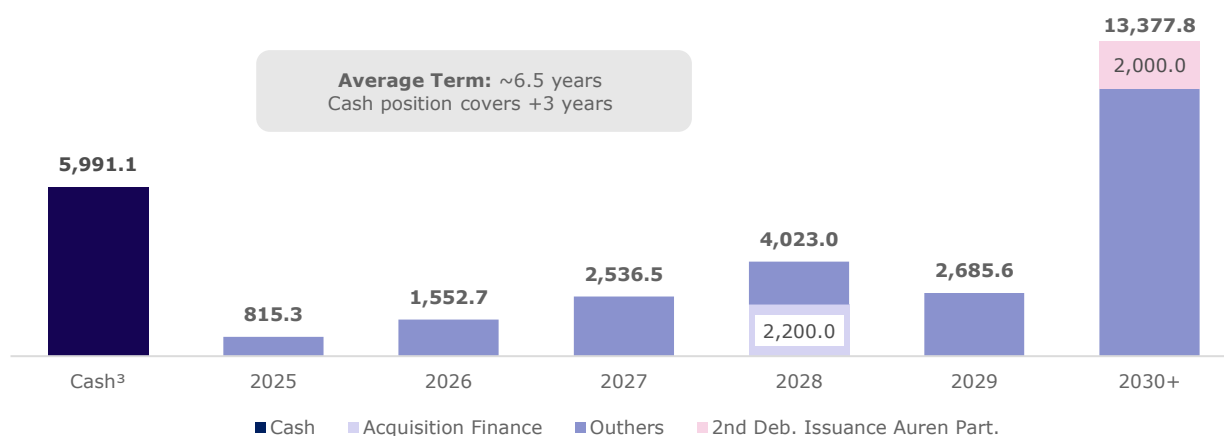
| Chart 18 | Net Debt (R\$ million), Leverage Ratio and Proforma⁽¹⁾ Net Debt Profile



⁽¹⁾ Pro forma reflects the view as of March 31, 2025, considering the prepayment of R\$3.2 billion from the 4th issuance of debentures (acquisition financing) by Auren Energia and of R\$2.0 billion from the 2nd issuance of debentures by Auren Participações.

At the end of 1Q25, Auren recorded robust liquidity of R\$7.2 billion. In April, after the prepayment of part of the acquisition financing, the Company maintained liquidity of R\$6.0 billion, a strong position that enables the fulfillment of all its financial obligations for the next three years.

| Chart 19 | Amortization Schedule of the Principal of the Pro Forma Gross Debt⁽¹⁾ (R\$ million)



| Table 21 | Debt (March 31, 2025)

R\$ million	Mar/25	Mar/24	Var.	Dec/2024	Var.
Gross Debt	25,992.3	17,999.8	44.4%	27,044.7	-3.9%
Derivative Financial Instruments ⁽²⁾	(8.9)	281.4	n.a.	(182.6)	-95.1%
Leases	169.5	296.9	-42.9%	170.6	-0.6%
Adjusted Gross Debt⁽³⁾	26,152.9	18,578.1	40.8%	27,032.7	-3.3%
Liquidity ⁽⁴⁾	7,191.1	5,688.5	26.4%	8,113.5	-11.4%
Net Debt	18,961.8	12,889.6	47.1%	18,919.2	0.2%
Adjusted EBITDA	3,787.6	3,405.5	11.2%	3,309.1	14.4%
Net Debt/Adjusted EBITDA	5.0x	3.8x	+1.2x	5.7x	-0.7x

For more details about the Company's debt, including the individual characteristics of each issuance, access the Interactive Spreadsheet, available in Excel format, on Auren's Investor Relations website, under Financial Results / [Results Center](#).

Financial Covenants – Auren Operações

In March 2025, R\$5.1 billion of the Company's total gross debt was subject to financial covenants of the subsidiary Auren Operações, which were: (i) a limit of up to 4.5x leverage, measured by the ratio of Net Debt to Adjusted EBITDA, which ended the period at 3.48x; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Financial Expenses) above 1.25x, which ended the period at 2.37x, meeting the contractual obligation.

Ratings

In April 2025, Moody's began covering Auren Energia with a rating, on a local scale, of AAA.br and stable outlook. Additionally, the agency upgraded the ratings of Auren Operações from AA.br to AAA.br and of the debentures of Cajuína AB1 Holdings S.A. and Tucano Holding II S.A. from AA-.br to AAA.br, with a stable outlook.

Even in a scenario of higher leverage ratio, the maintenance of Auren's ratings at the highest grade (AAA), as well as the upgrade of the ratings of debentures issued by subsidiaries originating from AES Brasil, reflect the positive effects of the asset integration, reinforcing the confidence in Auren's strategic positioning and the solidity of its financial structure.

For more details, visit the [Financial Information – Ratings](#) page on the Company's Investor Relations website.

⁽¹⁾ Pro forma reflects the view as of March 31, 2025, considering the prepayment of R\$3.2 billion from the 4th issuance of debentures (acquisition financing) by Auren Energia and of R\$2.0 billion from the 2nd issuance of debentures by Auren Participações.

⁽²⁾ Considering the mark-to-market adjustment of financial derivatives, except for those linked to operations of energy purchase and sale.

⁽³⁾ Considering loans, financing and debentures, net of the derivatives operations related to them.

⁽⁴⁾ Cash, cash equivalents, financial investments, liquidity fund (reserve account).

Free Cash Flow

| Table 22 | Consolidated Free Cash Flow

R\$ million, Pro forma	1Q25	1Q24 proforma	Var.
Adjusted EBITDA	1,205.3	727.6	65.7%
Income and Social Contribution Taxes - Cash	(74.5)	(59.0)	26.4%
Working Capital and Others	(193.0)	81.9	n.a.
Sustaining Capex	(27.8)	(40.6)	n.a.
Operating Cash Flow (OCF)	910.0	710.0	28.2%
Debt Service	(371.4)	(417.7)	n.a.
OCF after Debt Service	538.6	292.3	84.3%
Cash Conversion Ratio	44.7%	40.2%	4.5 p.p.
Capex Projects	(115.9)	(280.3)	n.a.
Payment of Litigation, Liabilities and Judicial Settlements	(40.0)	(10.5)	282.1%
Funding Transactions	-	373.5	n.a.
Amortization	(1,341.5)	(324.2)	313.8%
Capital Increase in Investees	(10.7)	(9.3)	n.a.
Dividends	(99.6)	(399.9)	n.a.
Investment Acquisition - Esfera Energia	(0.4)	-	n.a.
Free Cash Flow	(1,069.5)	(358.3)	198.5%
Cash Balance at the Beginning of the Period	7,200.5	5,253.3	37.1%
Cash Balance at the End of the Period	6,131.0	4,895.0	25.3%
Liquidity Fund – Reserve Account	1,028.7	793.5	29.6%
Financial Investments	31.4	-	n.a.
Cash Balance at the End of Period + Reserve Account + Financial Investments	7,191.1	5,688.5	n.a.

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

- Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** disbursement of R\$74.5 million in 1Q25, compared to R\$59.0 million in 1Q24 (growth of 26.4%), explained previously in the "Net Result" section.
- Working capital:** R\$193.0 million in 1Q25, with the variation compared to 1Q24 mainly explained by the effect of a higher balance of short-term operations settled with the Electricity Trading Chamber (CCEE).
- Capex Projects:** R\$115.9 million in 1Q25, a reduction of R\$164.4 million from 1Q24, reflecting the completion of construction and phased startup of the Tucano and Cajuína wind projects and the Sol de Jaíba solar project between the periods. Of the total balance for the quarter, R\$90.4 million pertain to the Cajuína 3 project.
- Debt Service:** disbursement of R\$371.4 million in 1Q25, down 11.1% from 1Q24 (R\$417.7 million), mainly explained by the disbursement, in 1Q24, of interest on the bridge loans that were part of the balance sheet of Auren Participações for the construction of the Cajuína complex. These loans were replaced by long-term financing in 2024.
- Funding and Amortization:** The balance between funding and amortization totaled R\$1.4 billion in the quarter, mostly reflecting higher amortization without any new funding transactions in the period.
- Dividends:** The dividends recorded in 1Q25 refer to amounts paid to non-controlling shareholders of the companies in which Auren holds a stake. The variation in relation to 1Q24 is mainly due to the payment of R\$400 million to the shareholders of Auren Energia in 2024.
- Payment of litigation, liabilities and judicial settlements:** R\$40.0 million disbursed in 1Q25, an increase of R\$29.5 million compared to 1Q24, mainly due to the management of the Company's litigation liabilities.

To return to the table of contents, click [here](#).

Regulatory Matters

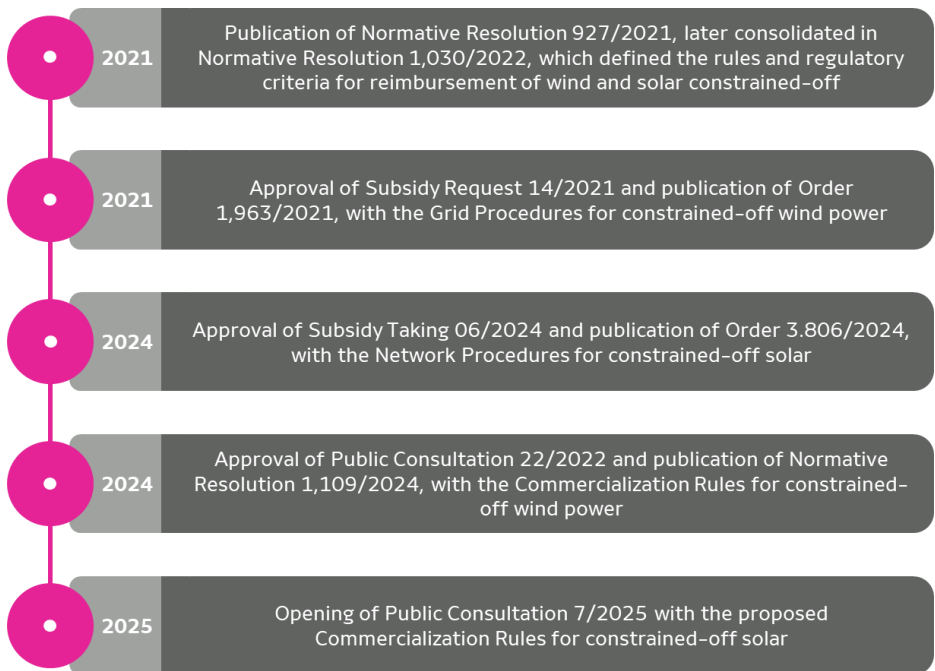
Launch of Public Consultation to discuss Trading Rules for solar generation curtailment and publication of ANEEL Administrative Order 541/2025 on reimbursement perspectives

The Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) launched Public Consultation (PC) 09/2025 between February and April 2025, discussing the drafts of the Trading Rules of the Electricity Trading Chamber (CCEE) aimed at the operationalization of reimbursements related to solar generation curtailment.

In general terms, the PC addresses the Trading Rules drafts on the determination of curtailed generation, the calculation of the System Service Charge (ESS) owed to the curtailed generator, and the inclusion of these reimbursements in the Energy Trading Agreements in the Regulated Environment (CCEAR) and in the Reserve Energy Agreements (CER).

Note that this is the final step required for the CCEE to fully operationalize the reimbursements for solar generation constraints. For wind generation, the Network and Trading Procedures were published last year; however, for solar generation, although the Network Procedures have been defined, the Trading Rules discussed in this consultation are still pending approval.

| Table 23 | Timeline of Regulatory Provisions about the Definitive Rules on Generation Curtailment



Note that this PC deals exclusively with the definitive period of solar generation curtailment, that is, events that occurred as of April 1, 2024, and, as defined for wind projects, only the generation cut-off events classified as External Unavailability that exceed the annual hourly limit of transmission unavailability (41.5 hours in 2025), that is, only the cuts caused by unavailability in transmission or distribution facilities. The rule applies to plants contracted both in the Regulated Contracting Environment (ACR) and in the Free Contracting Environment (ACL).

Complementing the Consultation, ANEEL published, on March 5, Administrative Order 541/2025 authorizing the CCEE to use the provisional methodology to calculate solar generation curtailment in order to consider curtailment events as from April 2024, until the PC is concluded. The provisional methodology considers, in addition to curtailment events caused by transmission unavailability, the events caused by reliability, but only for the energy contracted under agreements in the ACR. The goal is to enable the CCEE to at least initially record the effects of curtailment for generators impacted since April 2024 and, subsequently, recalculate these values based on the definitive rules to be published after this PC.

This discussion, combined with the publication of Normative Resolution 1,109/2024 in December 2024 (which approved the Trading Rules applicable to wind power projects) is a step further towards the effective operationalization of financial reimbursements for the regulated agreements that had been suspended until the trading rules were defined. The CCEE should soon release a schedule for the payment of these reimbursements.

Cancellation of the Capacity Reserve Auction (LRCAP) 2025 and prospect of a new Public Consultation

The Capacity Reserve Auction (LRCAP), initially scheduled for June 27, 2025, was canceled by the Ministry of Mines and Energy (MME) due to judicial questioning, especially due to the lack of a Public Consultation prior to the publication of the auction guidelines. The cancellation was made official through Normative Ordinance 106, published in the Federal Government's Official Gazette on April 4, which annulled previous ordinances related to the auction guidelines (96, 97, 100 and 103).

MME informed that a new Public Consultation will be launched soon, with a shorter period for contributions, so that the auction is held later this year. The goal is to review the auction criteria, especially the so-called "a" factor, which defines the flexibility of the plants in the supply of power.

Given the need for a new public consultation before proceeding with the auction, the product related to existing thermoelectric plants, with an operational start scheduled for September 2025, will likely be rendered unfeasible. In any case, the new auction is expected to include the expansion of hydroelectric projects to meet power demands.

Despite the postponement, the Company maintains its efforts to ensure the participation of the HPP Porto Primavera in the auction as soon as the process is resumed by the competent authorities.

Ministry of Mines and Energy presents new proposal for structural reform of the energy sector

In April 2025, the Ministry of Mines and Energy presented a preliminary proposal for structural reform of the energy sector, which is under review by the Chief of Staff of the Presidency before being submitted to the Brazilian Congress. Although the official wording has not yet been released, the available technical document signals measures with relevant impacts for consumers, generators and trading companies.

The main points include the proposal to fully open the energy market to low voltage consumers starting in 2028, with the opening for medium voltage consumers already planned for 2027. The proposal also provides for the creation of a Last Resort Supplier (SUI), with rules to be outlined, and introduces new tariff modalities and the relaxation of contracting requirements to meet the energy demand, which may significantly change how the free market currently operates.

In terms of charges and subsidies, the proposal expands the benefit to low-income consumers, establishing no charge for consumption of up to 80 kWh/month. To make this policy feasible, relevant changes are suggested in the structure of subsidies currently granted to incentivized sources, with emphasis on the removal of discounts on Tariffs for Use of Transmission Systems (TUST) and Tariffs for Use of the Distribution System (TUSD) for low-voltage consumers that migrate to the free market and restrictions on maintaining these incentives in old agreements when they are terminated, for consumers that already enjoy the benefit. While these measures are intended to reduce costs, they may impact the attractiveness and marketability of renewable energy, affecting both existing projects and new investments in the sector.

The proposal also has suggestions about self-generation, indicates more restrictive criteria for the classification of self-generators, such as a minimum demand of 30 MW and a minimum 30% ownership interest held by the consumer in the project. These changes can potentially revamp business models currently used to make new projects viable.

Other topics addressed include the allocation of values still under litigation related to the GSF, the end of criteria for renegotiating hydrological risk for new plants, the elimination of the minimum term for agreements in the regulated environment, and even the alteration of the incentive policy for the irrigation and aquaculture segment, providing new dynamics for the electricity sector in terms of price, consumption timing and governance of institutions.

Auren Energia continues to closely monitor the progress of this proposal and will assess its developments in regulatory and institutional forums, focusing on ensuring legal security, sustainability of the investments already made and feasibility of the expansion of renewable generation in Brazil.

To return to the table of contents, click [here](#).

Material Information

Events After the Reporting Period

Distribution of Dividends

On April 24, the Annual and Extraordinary Shareholders Meeting approved the proposal for payment of dividends totaling approximately R\$59.6 million, which corresponds to R\$0.06 per share, corresponding to 25% (twenty-five percent) of the adjusted net profit for the fiscal year ended December 31, 2024. The declared dividends were entitled to the shareholders of the Company on the record date of April 24, 2025, including transactions carried out up to and including this date, and the shares began trading ex-dividends as of April 25, 2025 (inclusive). The actual payment was made on May 5, 2025.

More information is available in the [Notice to Shareholders](#) on the Company's Investor Relations website.

2nd issuance of debentures by Auren Participações

On March 26, Auren Participações S.A. announced its 2nd issuance of debentures worth R\$2.0 billion, with a term of 10 years, AAA rating attributed by Moody's and competitive cost, reinforcing Auren's credit quality and the market's confidence in its financial strength. We executed a swap for the issuance cost from IPCA+7% p.a. to CDI, equivalent to a final all-in cost of CDI without spread.

Extraordinary amortization of acquisition financing by Auren Energia

On April 23, Auren carried out the extraordinary amortization of R\$3.2 billion, 59% of the acquisition financing of R\$5.4 billion, a bridge loan taken out for the acquisition of AES Brasil. With this amortization, gross debt was reduced by R\$2.2 billion, from R\$27.0 billion in December 2024 to R\$24.8 billion.