



Release de
Resultados
1T24

Maio 2024

Webcast

08 de maio de 2024

(em português com tradução simultânea para o inglês)

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

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

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

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Luiz Perez

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 29 de março de 2024:

- **AURE3:** R\$ 11,90
- **Valor de Mercado:** R\$ 11,9 bilhões



Sumário

Destaques 1T24	4
Carta da Administração	5
1. Mercado de Energia	7
2. Desempenho Operacional	10
3. Desempenho Comercial	25
4. Desempenho Financeiro	28
5. Evento Subsequente	37
6. Contencioso Passivo	38
7. Temas Regulatórios	39
8. Informações Importantes	41
9. Anexos	43

Destaques 1T24

Auren Energia reporta Lucro Líquido de R\$ 254 milhões no 1T24, 10% de crescimento na comparação trimestral.

- **EBITDA Consolidado: R\$ 600 milhões** no 1T24, **crescimento de 33% em relação ao 1T23**, principalmente explicado pelo efeito positivo na marcação a mercado em contratos de venda de energia;
- **Eficiência Operacional: redução de R\$ 6 milhões** (5% em termos nominais) **ou R\$ 12 milhões** (9% em termos reais) **no PMSO**, que totalizou **R\$ 131 milhões no 1T24** versus R\$ 137 milhões no 1T23;
- **Geração hidrelétrica:** levemente abaixo do 1T23, devido ao cenário hidrológico mais recessivo observado nos primeiros três meses de 2024;
- **Geração eólica:** redução de 22,0% na geração consolidada em virtude de recurso eólico abaixo do esperado;
- **Dividendos:** Pagamento de R\$ 400 milhões em março de 2024;
- **Comercialização: aumento de 477 MW médios de energia comercializada** no 1T24. No médio prazo, **vendas para 2026 e 2027** com preços médios entre **R\$150 e R\$160/MWh**;
- **Crescimento Greenfield:** conclusão do processo de entrada em operação comercial de **Sol do Piauí**, adicionando **48 MWac de capacidade instalada** ao portfólio da Companhia e evolução da construção do projeto **Sol de Jaíba**, com **240 MWac em operação comercial**, na data de divulgação deste documento.

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
Receita Líquida	1.397,5	1.414,5	-1,2%
PMSO	(131,1)	(137,4)	-4,5%
EBITDA	599,6	451,9	32,7%
EBITDA Ajustado^(a)	360,0	396,2	-9,1%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	25,8%	28,0%	-2,2 p.p.
Hidrelétrica	205,8	224,4	-8,3%
Eólica	130,0	127,9	1,6%
Solar	3,1	-	-
Comercialização	50,2	75,0	-33,1%
Holdíng	(29,2)	(31,1)	-6,1%
Lucro Líquido	253,6	230,0	10,3%
Fluxo de Caixa Operacional^(b)	424,5	382,1	11,1%
Fluxo de Caixa Livre	(143,8)	171,4	N.M.
Dívida Líquida^(c)	3.443,9	2.761,8	24,7%
Alavancagem^(d)	1,96x	1,65x	0,31x

(a) EBITDA ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais e (ii) resultado de marcação a mercado dos contratos de energia;

(b) Fluxo de Caixa Operacional, após serviço da dívida;

(c) Dívida Bruta deduzida das disponibilidades (caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos;

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

Carta da Administração

Durante o primeiro trimestre de 2024, continuamos progredindo em nossa jornada para estabelecer uma plataforma líder em energia renovável no Brasil, aprimorando nossos diferenciais de gestão e eficiência operacional.

Na agenda de eficiência operacional e otimização dos ativos, demos início à operação comercial de Sol do Piauí, o primeiro projeto híbrido autorizado pela ANEEL, que opera de forma associada ao complexo eólico Ventos do Piauí I, adicionando 48 MWac de potência instalada.

No âmbito de gestão eficiente do balanço energético da Companhia, destacamos as operações de venda de energia para os anos de 2026 e 2027, aproveitando bem o momento de mercado onde os preços médios ficaram acima de R\$ 150/MWh, e a manutenção de um nível elevado de contratação do portfólio ao final deste trimestre, de aproximadamente 91% entre 2024 e 2026.

No segmento hidrelétrico, observamos uma redução na geração de 2,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos baixos índices de precipitação e aflúências aos reservatórios verificados nos três primeiros meses de 2024 em relação ao mesmo período do ano anterior. Embora o cenário hidrológico tenha sido bastante recessivo neste início de ano, o nosso principal ativo, a UHE Porto Primavera, manteve sua produção acima de sua garantia física, alcançando o valor de 916,2 MW médios.

Neste trimestre, a geração eólica, em especial no Nordeste, foi impactada pelo enfraquecimento e mudança do posicionamento do sistema de alta pressão, definido como Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), que impacta o comportamento do vento e levou a observação de um recurso eólico abaixo do esperado dos ventos na região. Isso resultou em uma geração agregada no 1T24 inferior em 23,1% à certificação no percentil 50 (P50) e 18,1% inferior à certificação no percentil 90 (P90).

Quanto ao nosso desempenho financeiro, encerramos o 1T24 com um EBITDA Ajustado de R\$ 360,0 milhões e um Lucro Líquido de R\$ 253,6 milhões, representando um aumento de 10,3% em relação ao 1T23. Cabe ressaltar a redução de 4,5% em termos nominais no PMSO e o aumento de 32,7% no EBITDA impulsionado pelo efeito de marcação a mercado dos contratos futuros de compra e venda de energia.

Em mais um trimestre, a Administração foi consistente quanto à alocação prudente de capital, seja distribuindo proventos para os acionistas, seja na avaliação criteriosa de oportunidades inorgânicas. Como parte dessa estratégia, a Auren distribuiu, no trimestre, R\$ 400 milhões em dividendos, mantendo a alavancagem financeira em torno de duas vezes na relação Dívida Líquida sobre o EBITDA Ajustado.

Seguimos otimistas e preparados para novas entregas, como o avanço do projeto solar Sol de Jaíba, que, nesta data, totalizava 280 MWac de capacidade operacional.

Com relação ao pilar ESG, em março de 2024 completamos dois anos de Auren e o primeiro ano do lançamento de nossa estratégia social, ambiental e de governança. Esse marco nos oferece a oportunidade de avaliar os avanços alcançados e o impacto positivo dessas iniciativas em nossa cultura organizacional, reforçando nosso compromisso contínuo com práticas responsáveis e sustentáveis. Todos os detalhes de nossa atuação são apresentados em nosso Relatório Anual, disponível no site de RI da Companhia.

Energizar o futuro exige coragem para o novo, estamos preparados para liderar essa mudança. Agradecemos nossos colaboradores e todos os acionistas pela confiança depositada na Auren e em sua Administração.

Fabio Zanfelice
Diretor-Presidente

Mario Bertoncini
Vice-Presidente de Finanças e
Diretor de Relações com Investidores

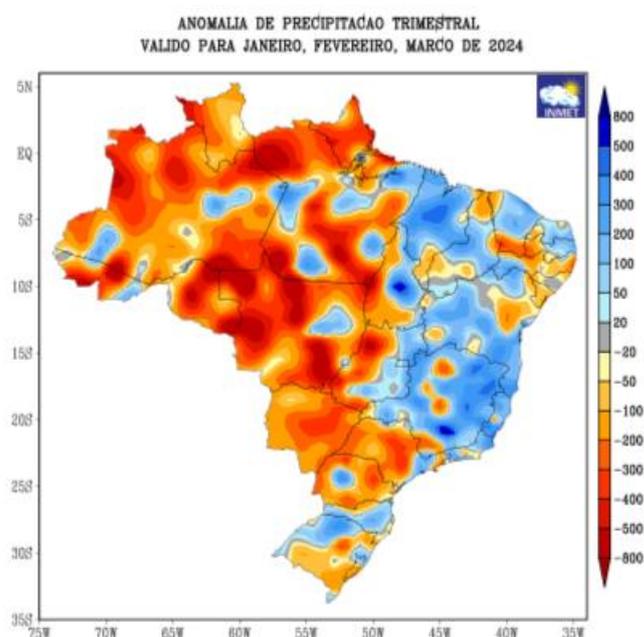


1. Mercado de Energia

Os primeiros três meses do ano caracterizam o período de maior média histórica de precipitação no Brasil. Essa condição é especialmente notável nas bacias do Sudeste, Centro-Oeste e Norte do país. Esses meses representam o auge do período úmido, onde ocorrem os maiores índices pluviométricos de afluência hídrica e, como resultado, a recuperação do nível de armazenamento dos reservatórios.

Durante o primeiro trimestre de 2024, com o enfraquecimento do fenômeno *El Niño*, observou-se uma mudança no padrão atmosférico, favorecendo a ocorrência de precipitação no Centro-Norte do país, especialmente na Região Nordeste e norte de Minas Gerais. No entanto, o restante da Região Sudeste/Centro-Oeste permaneceu desfavorecida, o que também contribuiu para o aumento da temperatura nessa área. Em diversas regiões as precipitações foram inferiores em até 300 mm quando comparado com a média histórica para o trimestre.

Figura 1 - Anomalia de precipitação no 1T24

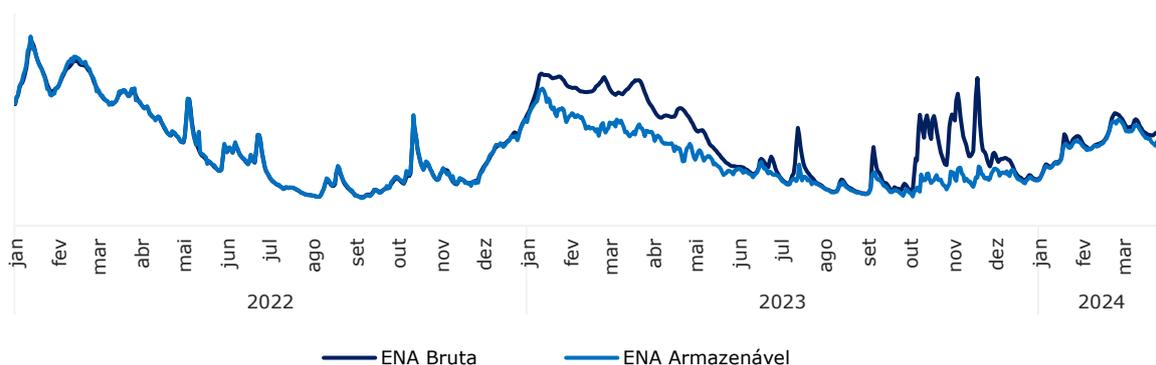


Fonte: INMET

Como consequência, para fins de Energia Natural Afluente (ENA), foi observado um dos piores registros históricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). A ENA Bruta no 1T24 foi 66% da Média de Longo Termo (MLT), o que representou uma ENA menor em 39 p.p. em relação à registrada no 1T23.

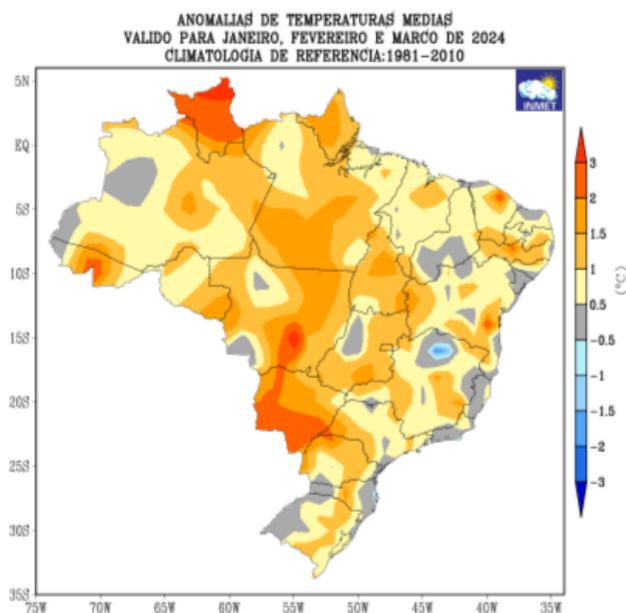
Do ponto de vista da ENA armazenável, que representa a quantidade de energia que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio no primeiro trimestre de 2024 foi 63% da MLT, 3 p.p. abaixo dos valores de ENA Bruta, com o maior desvio observado no mês de março (5 p.p.), causado principalmente pela vazão vertida no subsistema Norte.

Gráfico 01 - Energia Natural Afluyente Bruta e Armazenável para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



Em virtude das elevadas temperaturas, também foram observados recordes de demanda máxima instantânea do SIN, que atingiu o valor de 102,5 GW em 15/03/2024. No estado de São Paulo, por exemplo, os registros de temperatura média do ar superaram a média histórica em até 4°C no 1T24. O mês de março apresentou os maiores valores de anomalia de temperatura no trimestre, com recorde de 34,7°C em São Paulo (SP). Esse registro representa a maior temperatura da série histórica registrada para março no estado, superando a marca de 34,3°C, ocorrida em 2012.

Figura 2 - Anomalia de temperatura média do ar no 1T24

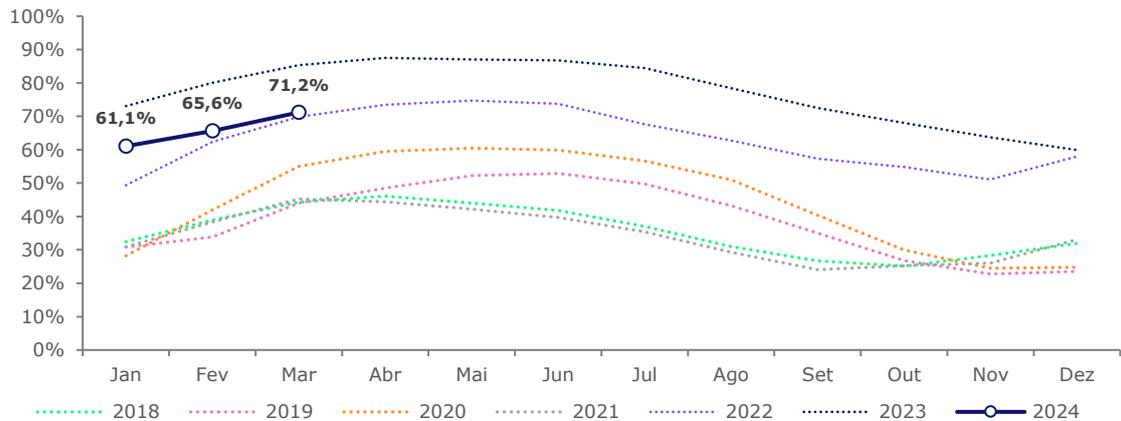


Fonte: INMET

Neste sentido, sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento expressivo no primeiro trimestre do ano de 2024 equivalente a 7,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, representando um consumo adicional de 5,7 GW médios.

A frustração de chuvas associada às temperaturas acima da média para a maior parte do país e, conseqüentemente, um consumo de energia elevado, atuaram contra a recuperação do nível dos reservatórios, principalmente no subsistema Sudeste/Centro Oeste. O nível dos reservatórios do SIN encerrou o 1T24 com valor 13,5 p.p. abaixo do nível verificado ao final do 1T23.

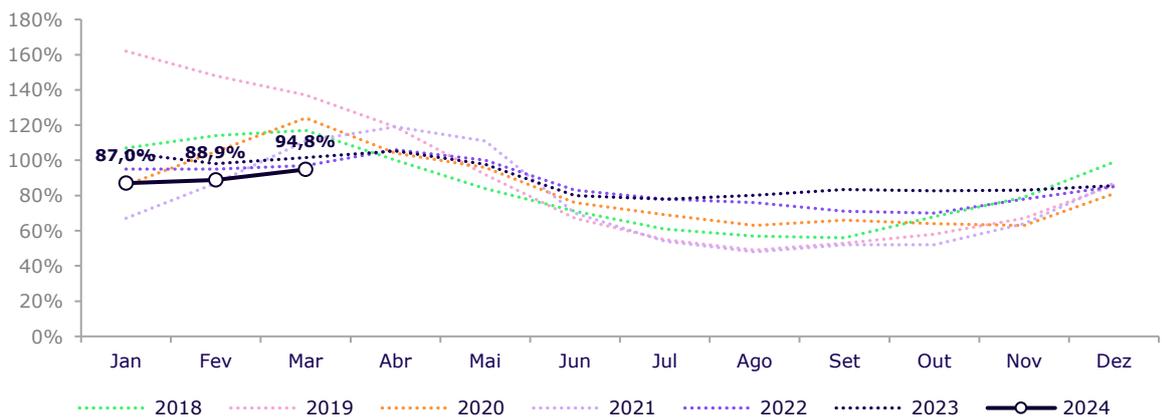
Gráfico 02 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio do 1T24 foi de R\$ 61,13/MWh, ligeiramente acima do piso regulatório de 2024 (R\$ 61,07/MWh), enquanto no 1T23 o preço permaneceu em R\$ 69,04/MWh, piso regulatório daquele ano.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do MRE, ou GSF), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado estimado no 1T24 foi de 90,2%, versus 101,2% no 1T23. Cabe destacar que a redução do Fator de Ajuste do MRE é explicada pela sazonalização da garantia física declarada pelos agentes participantes do MRE, uma vez que a geração hidrelétrica total foi superior no 1T24 em relação ao 1T23 em 2,4% (56,0 GW médios vs 54,7 GW médios, respectivamente).

Gráfico 03 - Deslocamento hidrelétrico (GSF %)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	1T	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	96%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	101%	90%
2024	87%	89%	95%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90%	-

2. Desempenho Operacional

Em março de 2024, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.238 MW. Desse total, 2.088 MW correspondem à fonte hidrelétrica, incluindo 548 MW em ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária relevante, 982 MW correspondem à fonte eólica e 168 MWac correspondem à fonte solar, que consideram a entrada em operação comercial do parque Sol de Piauí, agregando 48 MWac de potência instalada e a entrada em operação comercial parcial de Sol de Jaíba, que agregou 120 MWac de capacidade até 31 de março de 2024.

Na data da publicação deste documento, 280 MWac já estavam em operação, sendo 40 MWac em operação em teste e 240 MWac em operação comercial em Sol de Jaíba.

2.1 Geração Hidrelétrica

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 916,2 MW médios no 1T24, 2,5% inferior ao 1T23 (939,3 MW médios). No 1T23, a UHE Porto Primavera operou com produção 4,6% superior à garantia física sazonalizada.

No 1T24, devido à precipitação observada abaixo da média climatológica, a afluência foi inferior do ano anterior, impactando a produção de energia. Apesar do cenário hidrológico recessivo, como demonstrado na Tabela 3, a produção hidrelétrica no 1T24 permaneceu elevada devido ao fato do Preço de Liquidação (PLD), como já mencionado na seção anterior, ter permanecido no seu valor mínimo e, dessa forma, priorizando o despacho da geração hidrelétrica. Além disso, o consumo do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos meses de janeiro a março apresentou um crescimento importante em especial por conta de elevadas temperaturas.

Tabela 01 – Produção dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui 100% de participação

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)		
			1T24	1T23	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	916,2	939,3	-2,5%

Tabela 02 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera

Vazões Médias (m ³ /s)	1T24	1T23	Var. (%)
Vazão Turbinada ¹	5.203	5.734	-9,2%
Vazão Vertida ²	4	3.234	N.M. ³
Vazão Defluente Total ⁴	5.207	8.968	-41,9%

No 1T24, a vazão afluente aos reservatórios do SIN, particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi inferior em relação ao mesmo período em 2023, devido à menor incidência de chuvas que refletiu na redução da Energia Natural Afluente, conforme demonstrado na Tabela 03.

¹ Vazão turbinada: vazão que passa pelas turbinas da usina gerando energia elétrica;

² Vazão vertida: vazão que passa pelos órgãos extravasores da usina hidrelétrica não gerando energia, incluindo a vazão da escada de peixes;

³ N.M.: Não mensurável;

⁴ Vazão Defluente Total: é a vazão total que passa pela usina, sendo o somatório da vazão turbinada e vazão vertida.

Tabela 03 – Evolução da Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

Período	ENA (MW médio)			ENA (% MLT) ⁵	
	2024	2023	Var. (%)	2024	2023
Janeiro	37.064	77.841	-52%	56%	119%
Fevereiro	43.505	73.925	-41%	61%	105%
Março	45.864	71.117	-36%	66%	103%
1T24	42.114	74.307	-43%	61%	109%

Neste cenário, visando contribuir para a preservação do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas na bacia do rio Paraná, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou a implementação do plano de redução de vazão defluente das usinas da cascata incluindo UHE Porto Primavera. No dia 30 de março, iniciou-se a implementação do plano não havendo, portanto, impacto na produção do 1T24.

O índice de disponibilidade médio das usinas operadas pela Auren manteve-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), demonstrando a qualidade da operação e da manutenção dos ativos e a adequada gestão dos riscos operacionais. No 1T24, o índice de disponibilidade médio da UHE Porto Primavera foi de 97,0%, superior em 4,7 p.p. à referência ANEEL.

Tabela 04 – Valores de disponibilidade das usinas operadas pela Auren e valores de referência adotados pela ANEEL

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradoras (UG)	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540,0	14	110,0	97,0%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	96,5%	94,6%

2.2 Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 225,3 MW médios no 1T24, 22,0% abaixo da produção do 1T23 (288,7 MW médios), devido às condições de vento que atingiram velocidades médias abaixo do esperado.

Considera-se como característica técnica comum entre certificadores que o primeiro ano de operação de um projeto tenha as certificações no percentil 50 (P50) e no percentil 90 (P90) com disponibilidade mais baixa, devido à necessidade de ajustes de equipamentos recém-instalados. Já no segundo ano, as certificadoras definem um novo nível de disponibilidade – para operação permanente, que será utilizado para todo o período de operação até o final do prazo da autorização do projeto. Dessa forma, vale destacar que os valores da geração certificada de Ventos do Piauí II e III sofreram alteração neste início de 2024. Além disso, houve também um acréscimo da certificação, devido ao aumento de potência instalada dos aerogeradores Vestas de 4,4 MW para 4,5 MW, que também impactou o montante de garantia física dos parques.

⁵ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/energia_afluente_subsistema.aspx.

Tabela 05 – Características técnicas dos complexos eólicos

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato de Operação e Manutenção
Ventos do Araripe III	357,9	156	GE	2X (2,3 e 2,4MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205,8	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	211,5	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	207,0	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Total	982,2	347	-	-	-

Tabela 06 – Produção dos complexos eólicos

Complexo Eólico	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio) Jan – Mar		Geração de Energia (MW médio)		
		P50	P90	1T24	1T23	Var. (%)
Ventos do Araripe III ⁽⁷⁾	178,5	95,7	90,4	77,3	98,7	-21,7%
Ventos do Piauí I	106,3	57,7	54,6	43,9	57,1	-23,1%
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	105,7	72,2	67,2	57,1	69,8	-18,1%
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	100,6	67,5	62,7	47,0	63,1	-25,5%
Total	491,1	293,1	275,0	225,3	288,7	-22,0%

Conforme apresentado na Tabela 07, a geração agregada no 1T24 foi inferior em 23,1% à certificação no percentil 50 (P50) e inferior em 18,1% à certificação no percentil 90 (P90).

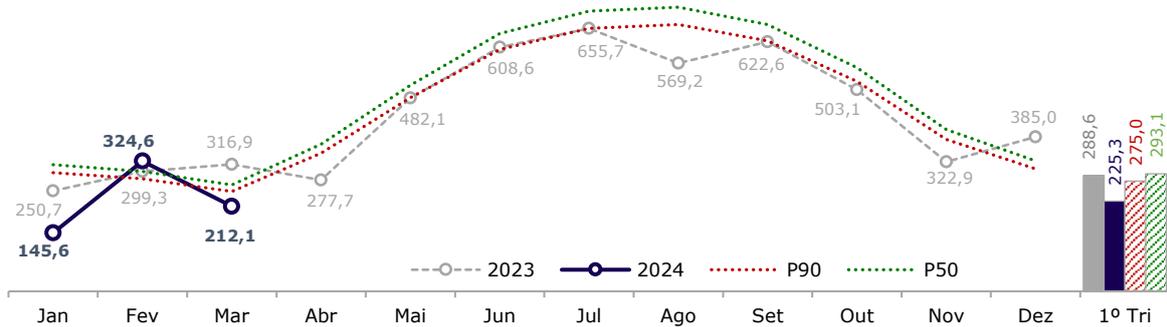
Tabela 07 – Performance da produção dos complexos eólicos em relação à certificação

Complexo Eólico	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio) Jan – Mar		Geração (MW médio) 1T24	Variação (%) 1T24	
		P50	P90		P50	P90
Ventos do Araripe III ⁽⁷⁾	178,5	95,7	90,4	77,3	-19,2%	-14,5%
Ventos do Piauí I	106,3	57,7	54,6	43,9	-23,9%	-19,5%
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	105,7	72,2	67,2	57,1	-20,9%	-15,1%
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	100,6	67,5	62,7	47,0	-30,4%	-25,1%
Total	491,1	293,1	275,0	225,3	-23,1%	-18,1%

⁶ Para Ventos do Piauí II e III, houve alteração da potência instalada, em agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW, alterando os níveis de certificação.

⁷ Garantia Física após revogação da revisão ordinária realizada em 2022, através da Portaria no 2.634 SNTPE/MME publicada em 19 de outubro de 2023 da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia (MME).

Gráfico 04 – Parques Eólicos: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)

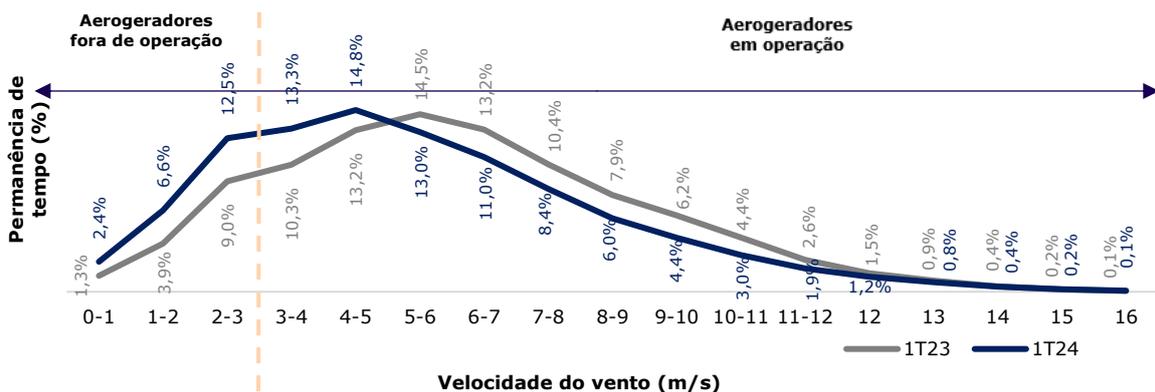


Conforme demonstrado no gráfico 04, a geração verificada nos meses de janeiro e março de 2024 ficou abaixo do P50 e da geração para os mesmos meses de 2023. O fator preponderante que contribuiu para o desempenho abaixo do esperado foi a baixa velocidade do vento na região onde estão instalados os parques eólicos que variou entre -9,1% a -14,9% da média de longo termo.

Este fato se explica devido ao enfraquecimento e posicionamento do sistema de alta pressão, definido como Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), que influencia a geração eólica no Nordeste. Normalmente, esta zona de alta pressão atmosférica fica posicionada adjacente à costa do Sudeste e Nordeste do país, favorecendo a intensificação dos ventos em superfície no Nordeste. Entretanto, no 1T24, influenciada pela elevada temperatura da superfície do mar na porção Sul do Oceano Atlântico, o sistema esteve mais enfraquecido e ficou majoritariamente localizado mais a leste, afastado da costa, o que levou a mudança do comportamento do vento e frustração do recurso eólico.

Cabe destacar que a velocidade do vento registrada no 1T24 foi a pior da série histórica dos projetos. Além de ser menos intenso, o vento em diversas ocasiões permaneceu abaixo de 3,0m/s, valor mínimo para que os aerogeradores iniciem a produção de energia. Esta condição ocorreu em 22% do tempo no 1T24. Já no 1T23, os aerogeradores parados representaram 14% do período.

Gráfico 05 – Parques Eólicos: permanência dos aerogeradores em operação dada a velocidade do vento

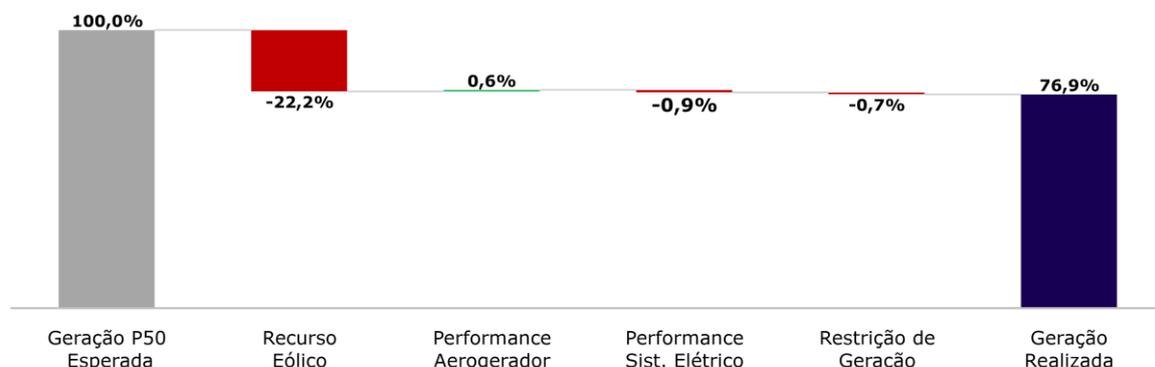


Apesar do recurso eólico bem abaixo do esperado para este primeiro trimestre, os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,6% acima do esperado e a performance do sistema elétrico⁸ foi abaixo do esperado

⁸ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

(0,9%) devido às manutenções programadas nas subestações. A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 0,7%.

Gráfico 06 – Performance dos parques eólicos no 1T24 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



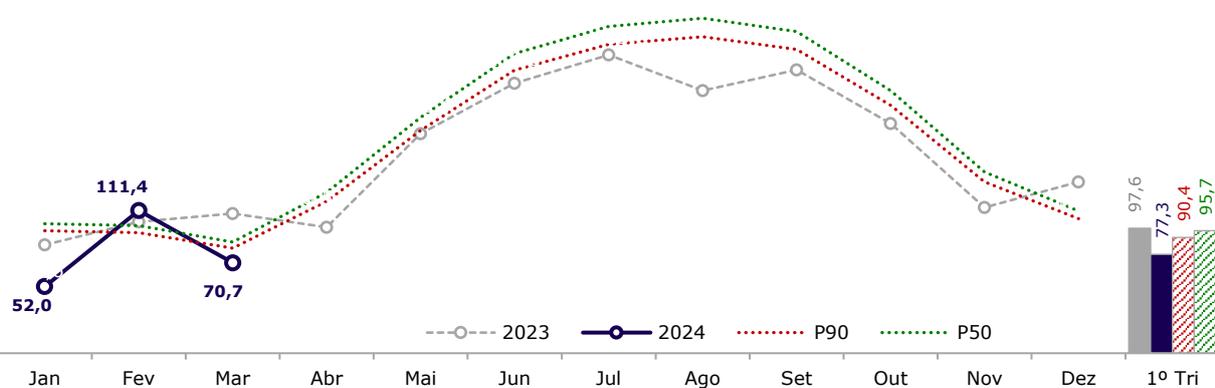
Ventos do Araripe III

No 1T24, a geração de Ventos do Araripe III atingiu 77,3 MW médios, inferior em 21,7% comparado ao observado no 1T23 (98,7 MW médios). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 14,5% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 19,2%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III

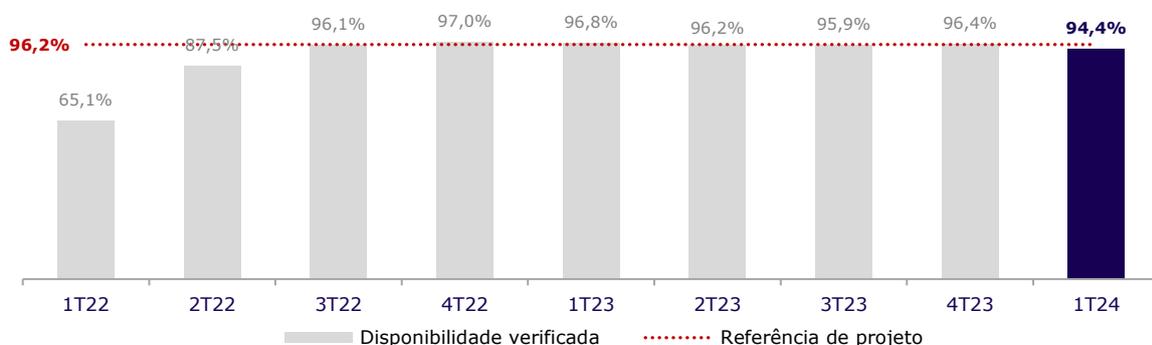
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	98,7	90,4	9,1%	95,7	3,1%
1T24	77,3	90,4	-14,5%	95,7	-19,2%

Gráfico 07 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



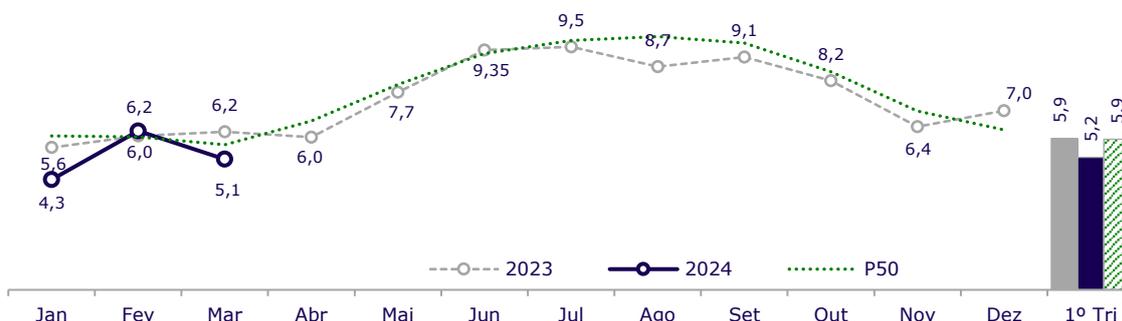
O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 94,4% no 1T24, desempenhando abaixo da referência do projeto devido à manutenção geral na subestação coletora, programada para este período de baixo recurso eólico.

Gráfico 08 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T24, observou-se uma velocidade média de vento de 5,2 m/s, 12% abaixo do valor de 5,9 m/s verificado no 1T23.

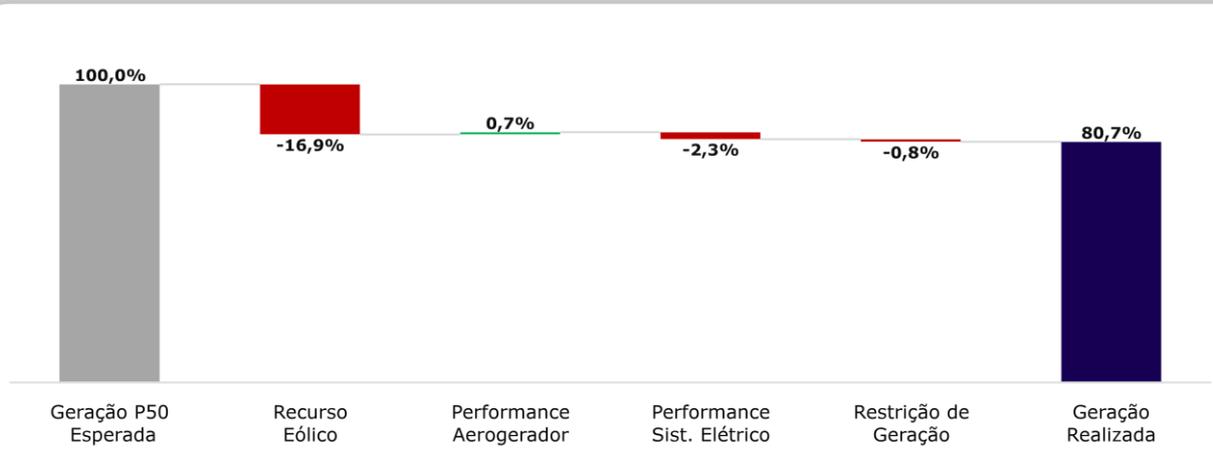
Gráfico 09 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 1T24 ficou 16,9% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores foi 0,7% acima da referência. A performance do sistema elétrico⁹ ficou 2,3% abaixo do esperado, devido à manutenção geral na subestação coletora e desligamentos na SE CNP2. A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 0,8%.

⁹ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

Gráfico 10 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 1T24 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



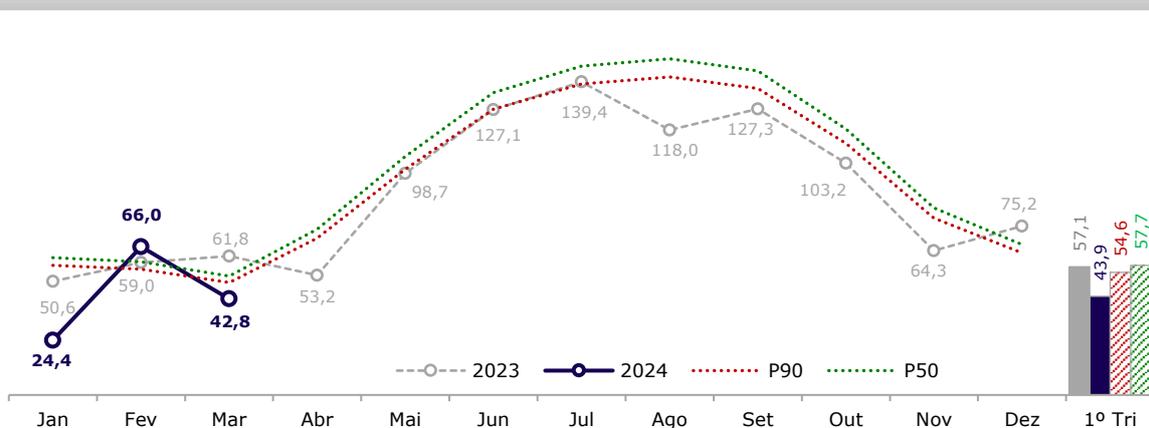
Ventos do Piauí I

No 1T24, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 43,9 MW médios, inferior em 23,1% ao observado no 1T23 (57,1 MW médios). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 19,6% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 23,9%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

Tabela 09 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí I

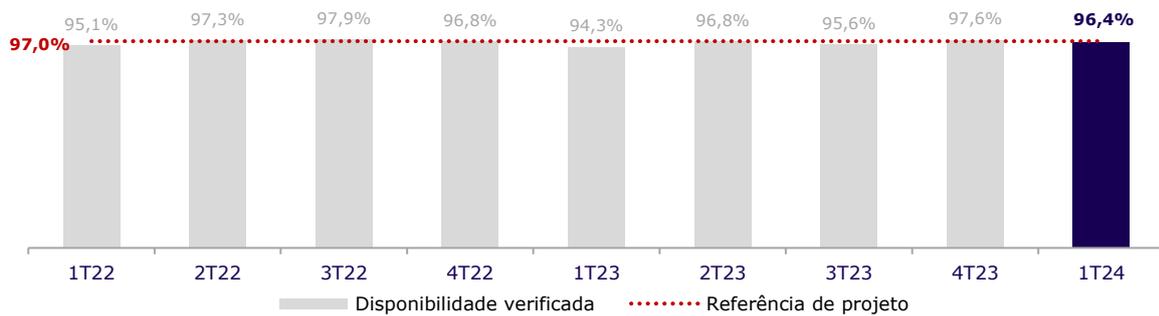
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	57,1	54,6	4,6%	57,7	-1,0%
1T24	43,9	54,6	-19,6%	57,7	-23,9%

Gráfico 11 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



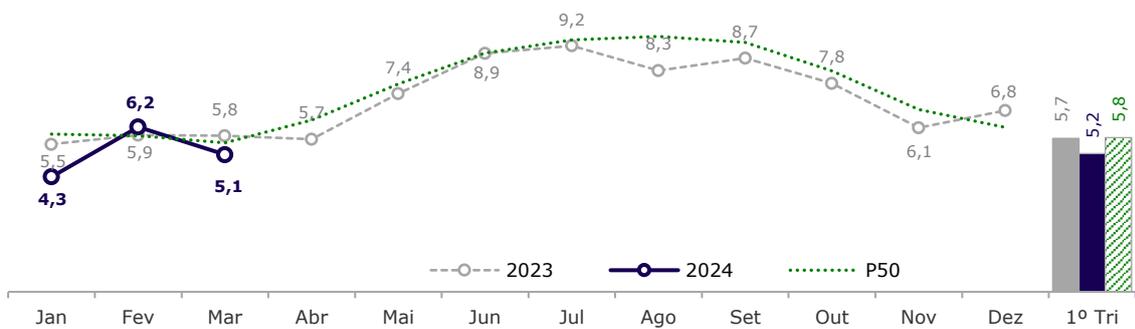
O índice de disponibilidade temporal média do complexo Ventos do Piauí I atingiu 96,4% no 1T24, abaixo da referência do projeto devido a manutenção geral realizada na subestação coletora, programada para este período de baixo recurso eólico.

Gráfico 12 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T24, observou-se uma velocidade média de vento de 5,2 m/s, 9% abaixo do valor de 5,7 m/s verificado no 1T23.

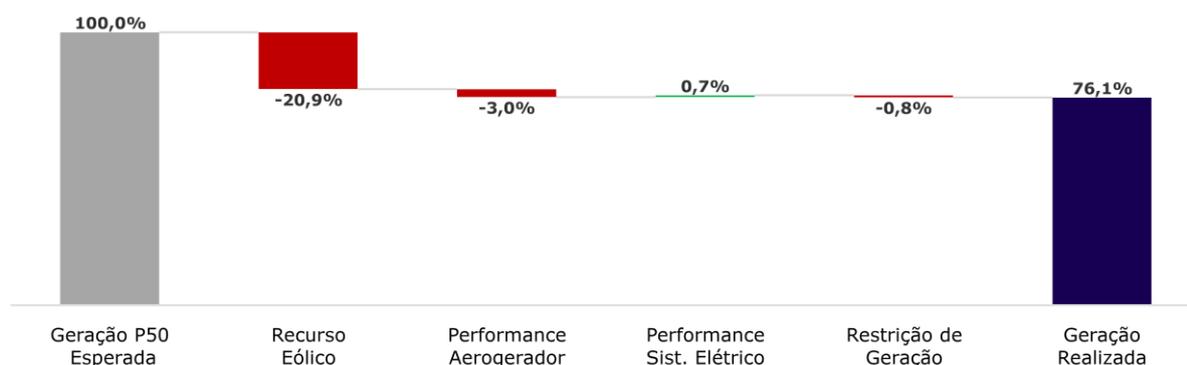
Gráfico 13 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado no 1T24 foi 20,9% inferior à média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores foi 3% abaixo do esperado, devido a ocorrência de ventos abaixo da faixa de operação dos aerogeradores, conforme demonstrado no gráfico 05. A performance do sistema elétrico¹⁰ do parque foi 0,7% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,8%.

¹⁰ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

Gráfico 14 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no 1T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Ventos do Piauí II

No 1T24, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 57,1 MW médios, 18,1% inferior a geração no 1T23, de 69,8 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 15,1% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 20,9%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

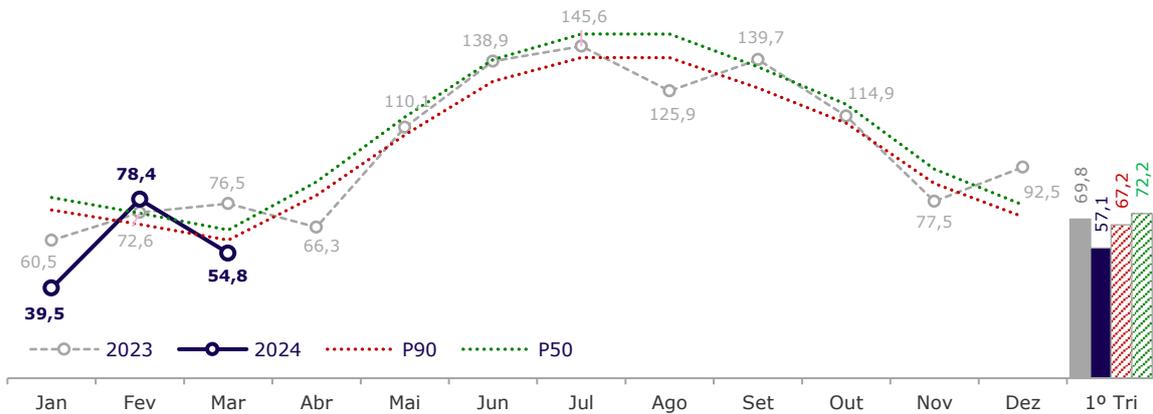
Tabela 10 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí II

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	69,8	60,1	16,2%	69,1	0,9%
1T24	57,1	67,2 ¹¹	-15,1%	72,2 ¹²	-20,9%

¹¹ Aumento da expectativa P90 devido à alteração de potência dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW e à utilização da certificação de longo prazo, aplicada após 2º ano de operação.

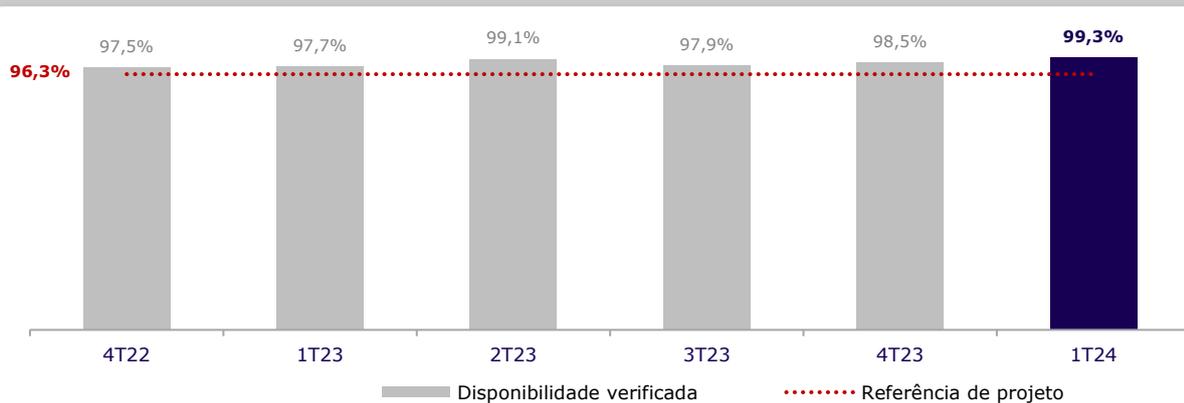
¹² Aumento da expectativa P50 devido à alteração de potência dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW e à utilização da certificação de longo prazo, aplicada após 2º ano de operação.

Gráfico 15 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



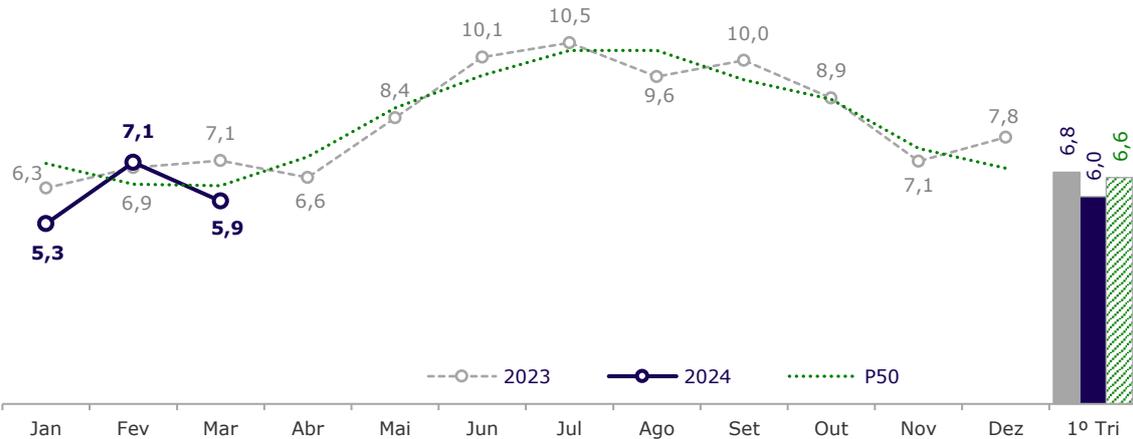
O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 99,3% no 1T24, 3,0 p.p. acima da referência de projeto. No 1T24, diferentemente de Ventos do Piauí I e Araripe III, o nível de disponibilidade de Ventos do Piauí II não foi afetado pela indisponibilidade do sistema elétrico dado que não estava programada a parada para manutenção da subestação coletora.

Gráfico 16 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T24, observou-se uma velocidade média de vento de 6,0 m/s, 12% abaixo do valor de 6,8 m/s verificado no 1T23.

Gráfico 17 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 1T24 ficou 23,7% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores, por sua vez, foi 3,2% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico¹³ do parque foi 0,3% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,6%.

Gráfico 18 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 1T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



¹³ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

Ventos do Piauí III

No 1T24, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 47,0 MW médios, 25,5% abaixo da geração do 1T23. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 25,1% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 30,4%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

Tabela 11 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	63,1	56,0	12,6%	64,7	-2,6%
1T24	47,0	62,7	-25,1%	67,5	-30,4%

Gráfico 19 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)

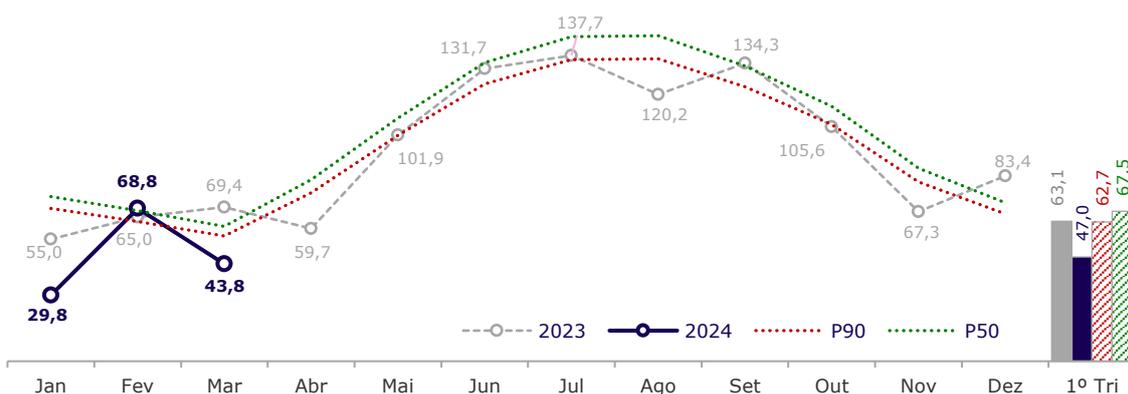
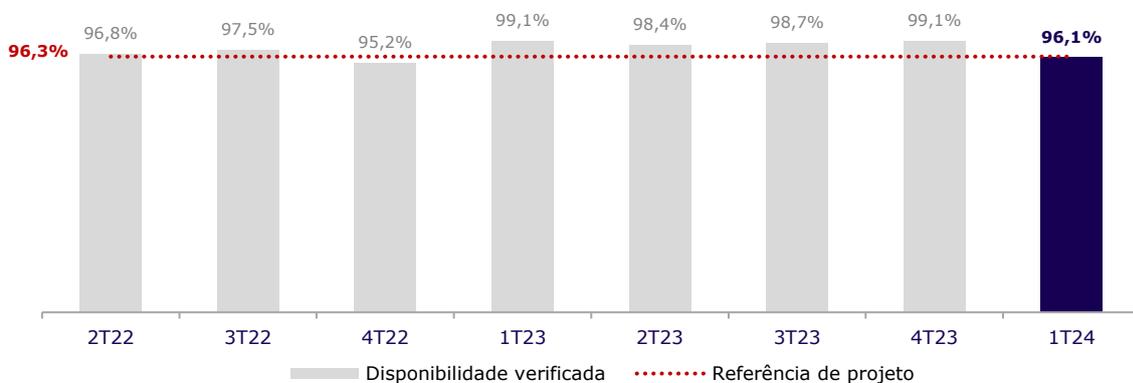
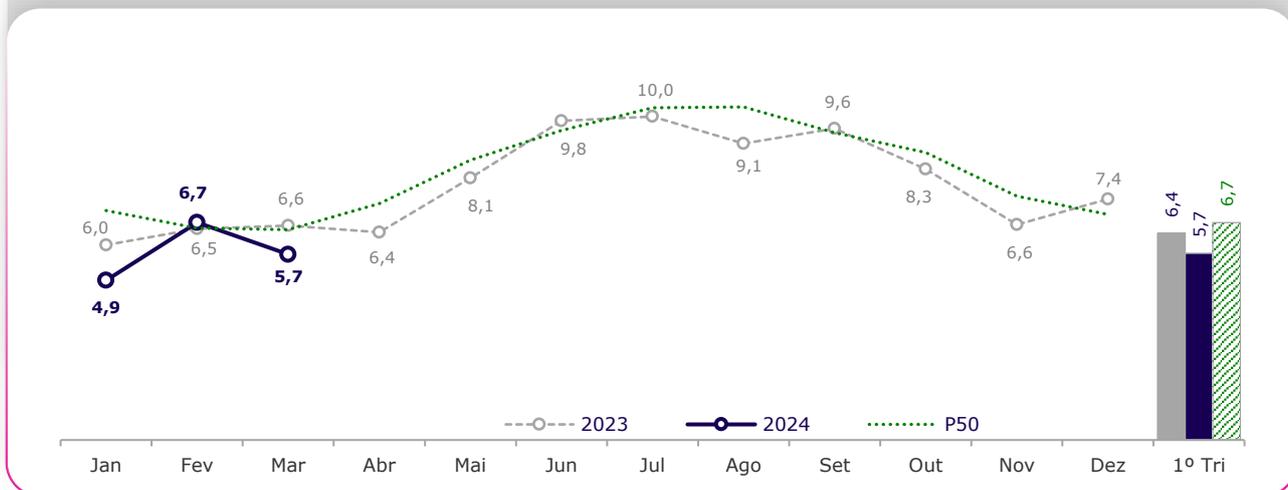


Gráfico 20 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)



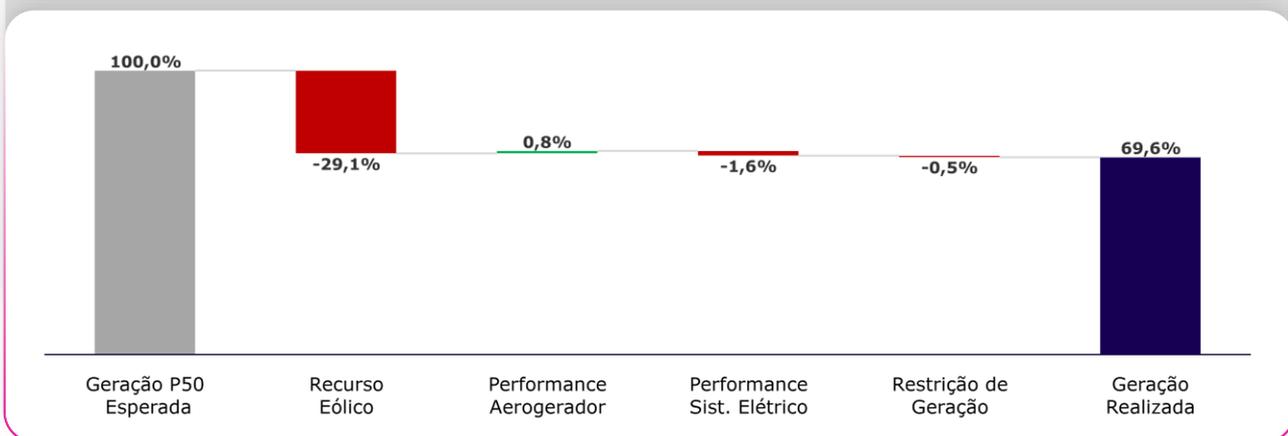
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,1% no 1T24, abaixo da referência de projeto devido às manutenções gerais na subestação coletora. No 1T24, observou-se uma velocidade média de vento de 5,7 m/s, valor 11% abaixo dos 6,4 m/s verificados no 1T23.

Gráfico 21 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 1T24 ficou 29,1% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores, por sua vez, foi 0,8% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico¹⁴ do parque foi 1,6 abaixo da esperada, devido às manutenções gerais na subestação coletora. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,5%.

Gráfico 22 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 1T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



¹⁴ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

2.3 Geração Solar

Usina Fotovoltaica Sol do Piauí

Sol do Piauí é o primeiro projeto autorizado¹⁵ pela ANEEL para operar de forma associada a um complexo eólico (Ventos do Piauí I neste caso), compartilhando a infraestrutura de transmissão já existente (linha e subestação).

A construção e a operação de empreendimentos associados trazem benefícios também ao sistema elétrico nacional, ao possibilitar a utilização da capacidade ociosa da rede de transmissão existente para injetar volumes adicionais de energia, sem a necessidade de realizar investimentos adicionais em reforços no sistema de transmissão.

O projeto iniciou a sua operação em teste em 09 de novembro de 2023 e, em 03 de janeiro de 2024, a ANEEL publicou o despacho autorizando o início da operação comercial da totalidade dos 48,1 MWac de capacidade instalada do empreendimento.

Tabela 12 – Características técnicas do parque solar

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos módulos	Operação e Manutenção
Sol do Piauí	48,1	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540 W 52.316 de 545 W	Própria

Contemplando sua característica de projeto de operar em conjunto com o parque eólico, a usina Sol do Piauí possui, como parâmetros de projeto, o valor de geração anual certificada de 11,1 MW médios no percentil 90 (P90) 12,3MW médios no percentil 50 (P50), distribuídos ao longo do ano conforme tabela 13.

Tabela 13 – Produção mensal certificada para Sol do Piauí

Geração Certificada (MW médio) – Ano 1													
Percentil	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
P50	11,8	11,4	11,5	11,3	11,2	11,0	12,1	13,9	14,4	14,3	12,9	12,2	12,3
P90	10,6	10,3	10,4	10,2	10,1	9,9	10,9	12,6	13,0	12,9	11,6	11,0	11,1

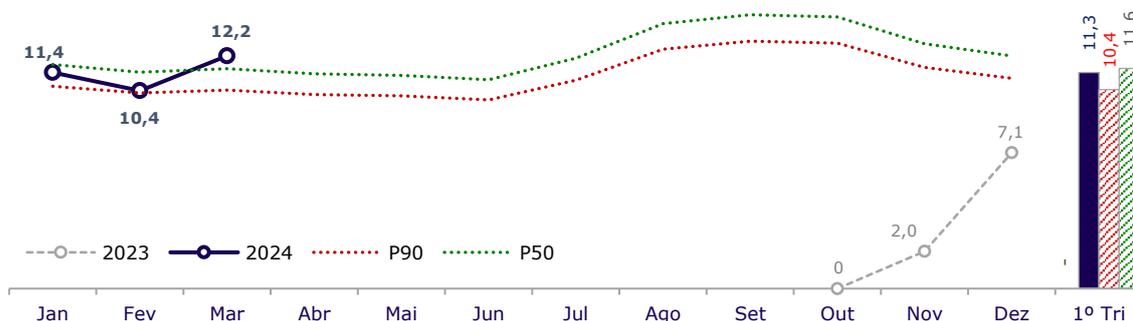
No 1T24, a geração de Sol do Piauí atingiu o valor de 11,3 MW médios, superior em 8,5% à geração esperada no percentil 90 (P90) e inferior em -1,9% à geração média esperada (P50).

Tabela 14 – Expectativa de geração certificada para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	-	-	-	-	-
1T24	11,3	10,4	8,5%	11,6	-1,9%

¹⁵ Resolução Normativa da ANEEL no 9.995 de 18 de maio de 2021.

Gráfico 23 – Sol do Piauí: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



O parque Sol do Piauí performou no 1T24 uma disponibilidade temporal de 99,4%, ficando acima da expectativa do projeto já nos primeiros meses de operação, com destaque para o mês de março, quando atingiu 99,9%. A disponibilidade verificada do parque no 1T24 foi de 99,4%, em linha com a referência do projeto. Apesar dos bons índices de disponibilidade, a irradiação foi levemente inferior ao esperado.

Usina Fotovoltaica Sol de Jaíba

O complexo solar fotovoltaico Sol de Jaíba, com 500 MWac de capacidade instalada, ainda em construção, entrou em operação em teste com a primeira SPE de 40 MWac em 11 de janeiro de 2024, conforme previsto em seu plano de negócio.

O projeto encerrou o primeiro trimestre de 2024 com 120 MWac em operação comercial. Na data de publicação deste documento, já estão em operação o total de 280 MWac sendo 40 MWac em operação em teste e 240 MWac em operação comercial.

Tabela 15 – Características técnicas do parque solar

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Sol de Jaíba	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Própria

3. Desempenho Comercial

3.1 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração da Auren em operação é composto por empreendimentos que somam 1.741 MW médios¹⁶ de garantia física para 2024.

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 que apresentam contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III.

Todos os preços dos contratos no mercado regulado são corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

Na Tabela 16, é apresentado o Balanço Energético da Companhia, bem como informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A Tabela 17 traz o detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR). O montante da garantia física de energia da UHE Porto Primavera contratada no ACR (230 MW médios) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 15,85/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

Tabela 16 – Balanço Energético dos ativos próprios da Auren

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.413	1.496	1.496	1.496	1.496	1.496
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.126	1.624	1.094	733	549	163
Preço ⁽²⁾ Compras para Revenda	(R\$/MWh)	167	187				
Recursos Próprios (c) = (a) + (b)	(MWm)	3.538	3.119	2.589	2.229	2.045	1.659
Vendas no ACR (d)	(MWm)	493	493	493	493	599	493
Vendas no ACL (e)	(MWm)	2.932	2.244	1.772	1.100	887	418
Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)	(MWm)	3.425	2.737	2.265	1.593	1.486	911
Preço ⁽³⁾ Requisitos Próprios	(R\$/MWh)	185	207				
Balanço Energético (g) = (c) – (f)	(MWm)	113	382	324	636	559	748
Margem Contratada (h)⁽⁴⁾	(R\$/MWh)	-	97		113		195

⁽¹⁾ Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;

(ii) o montante de 164 MW médios referente aos projetos de geração solar, sendo Sol do Piauí já inteiramente operacional e Sol de Jaíba que encontra-se em construção e processo entrada em operação escalonada desde janeiro/2024;

(iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);

(iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;

(v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

⁽²⁾ Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D;

⁽³⁾ Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D e incluem a totalidade das vendas no ACR e no ACL;

⁽⁴⁾ A margem contratada está apresentada para o ano de 2025, a média do triênio 2026-2028 e média do quinquênio 2029-2033.

¹⁶ Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo UHE Paraibuna. O total considera Sol do Piauí e a entrada parcial de Sol de Jaíba.

Tabela 17 – Detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR)

Vendas no ACR	Volume (MWm)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Reajustado (R\$/MWh) ⁽¹⁾	Preço Líquido PIS / COFINS / P&D (R\$/MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116	01/12/2005	304,7	273,5
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125	01/06/2006	323,3	290,1
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190	21/08/2015	296,1	285,3
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145	01/11/2014	243,7	234,8
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127	01/12/2013	225,0	216,8
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143	01/10/2014	239,1	230,3
Preços Médios ACR (R\$/MWh)				280,7	260,9

⁽¹⁾ Data-base dos preços: 01 de abril de 2024.

Tabela 18 – Balanço Energético das Participações

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	249	256	256	256	256	256
Compras (b)	(MWm)	169	147	147	118	118	118
Recurso (c) = (a) + (b)	(MWm)	418	403	403	373	373	373
Vendas no ACL (d)	(MWm)	372	369	369	369	369	369
Requisitos (e)	(MWm)	372	369	369	369	369	369
Balanço Energético (f) = (c) – (e)	(MWm)	46	34	34	4	4	4
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	-	158,8		181,8		179,4

Tabela 19 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Recursos Próprios ⁽¹⁾	3.538	3.119	2.589	2.229	2.045	1.659
Recursos Participações ⁽²⁾	418	403	403	373	373	373
Recursos Totais (a)	3.956	3.523	2.993	2.602	2.418	2.033
Requisitos Próprios	3.425	2.737	2.265	1.593	1.486	911
Requisitos Participações ⁽²⁾	372	369	369	369	369	369
Requisitos Totais (b)	3.797	3.107	2.634	1.962	1.855	1.280
Balanço Consolidado (c) = (a) – (b)	159	416	358	640	563	752

⁽¹⁾ Os valores consideram:

- (i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;
- (ii) o montante de 164 MW médios referente aos projetos de geração solar, sendo Sol do Piauí já inteiramente operacional e Sol de Jaíba que encontra-se em construção e processo entrada em operação escalonada desde janeiro/2024;
- (iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);
- (iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;
- (v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

⁽²⁾ 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 Participações).

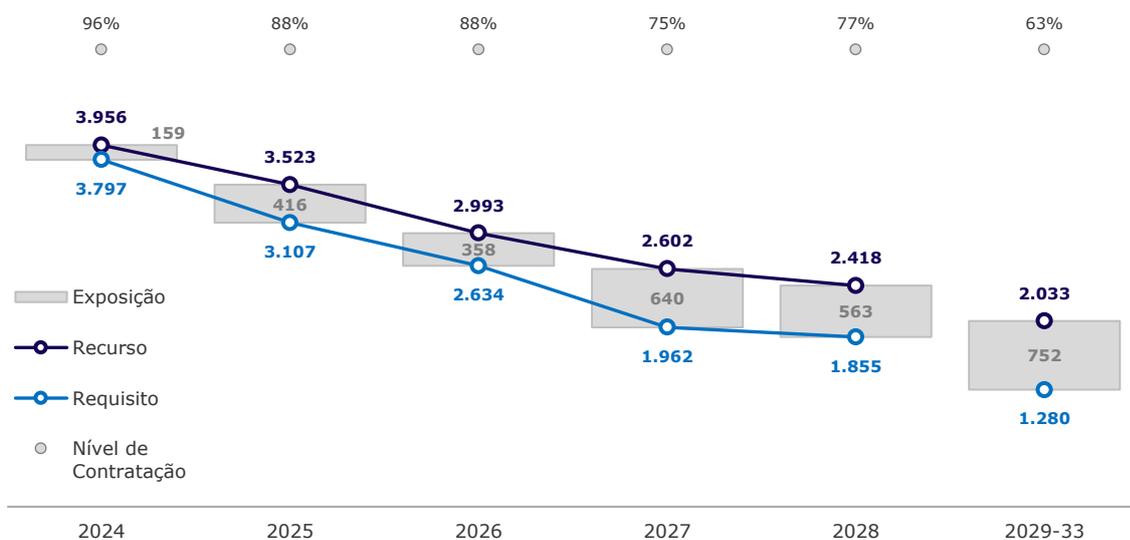
O portfólio total, considerando os segmentos de Geração, participações e Comercialização dos ativos próprios, das participações e de Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 3,8 GW médios para o ano de 2024, quantidade mais de duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

A Auren permanece com a estratégia de elevado nível de contratação nos próximos anos, sendo que para o período de 2024 a 2026, o nível médio de contratação do portfólio é de, aproximadamente, 91% do seu recurso, composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados. Cabe destacar que, para o horizonte 2029-2033, o nível médio de contratação do portfólio consolidado é de 63%.

É importante mencionar, que esse nível de contratação não considera o montante de energia necessário para fazer frente ao eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao deslocamento hidrelétrico (GSF).

A principal alteração associada ao balanço energético quando comparado ao 4T23 está relacionada a redução da exposição comprada (*long*) em aproximadamente 160 MW médios, para o ano de 2026, e 110 MW médios, para o ano de 2027, em decorrência de vendas de energia a preços médios entre R\$ 150/MWh e R\$ 160/MWh.

Gráfico 24 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)¹⁷ (MW médio)



¹⁷ Consideram-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica, adotou-se premissa de 3%; (ii) a garantia física nos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba; e (iii) o volume de 2024 considera a entrada de Sol de Jaíba e Sol do Piauí; (iv) a quantidade de garantia física equivalente à participação da Auren nos ativos que detém participação minoritária.

4. Desempenho Financeiro

A sessão de Desempenho Financeiro deste documento traz análise acerca dos principais componentes do resultado e do balanço patrimonial da Companhia, apresentando análises dos resultados por segmentos operacionais.

Como parte do seu processo de evolução, a Companhia revisou os critérios de rateio de despesas e de custos com Pessoal e Serviços, que compõe o PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros) e, a partir do 1T24, passa a apresentar o PMSO Segmentado com base em tais critérios. Buscando maior transparência, a Companhia disponibiliza a abertura do PMSO por segmento em sua Planilha Interativa, disponível no site de Relações com Investidores.

Nas Demonstrações Financeiras, os períodos anteriores ao 1T24 não foram reapresentados, porém, para fins de comparação, os números do período comparativo neste documento foram ajustados à luz dos mesmos critérios.

A marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia representa o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short* de *trading*, que é uma das principais alavancas de valor da Auren Comercializadora, ao longo dos últimos meses, a Auren Comercializadora conseguiu capturar, através de suas posições, os efeitos de elevação dos Preços de Mercado, adicionando um valor de MTM de R\$ 248,1 milhões de efeito positivo na marcação a mercado da sua carteira no 1T24.

Tabela 20 – Destaques Financeiros

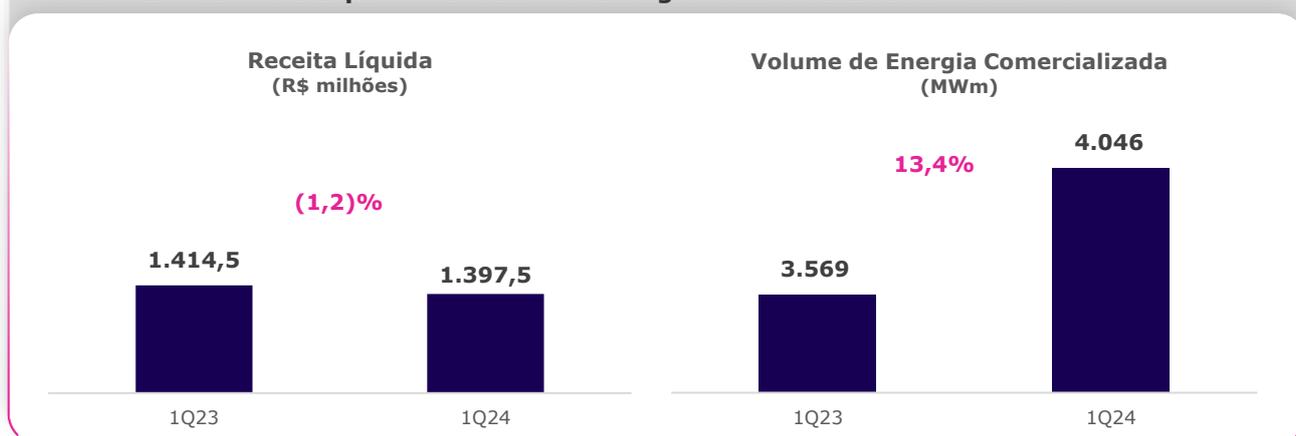
R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
Receita Líquida	1.397,5	1.414,5	-1,2%
Lucro Bruto	291,0	331,8	-12,3%
Margem Bruta	20,8%	23,5%	-2,7 p.p.
PMSO	(131,1)	(137,4)	-4,5%
EBITDA	599,6	451,9	32,7%
Provisão (reversão) de litígios	8,4	(17,3)	N.M.
Contratos futuros de energia	(248,1)	(38,4)	546,1%
EBITDA Ajustado	360,0	396,2	-9,1%
Margem EBITDA Ajustada	25,8%	28,0%	-2,2 p.p.
Resultado Financeiro	(109,0)	(17,2)	534,1%
Lucro Líquido	253,6	230,0	10,3%

4.1 Receita Líquida

A receita líquida do 1T24 totalizou R\$ 1.397,5 milhões, uma redução de 1,2% em relação aos R\$ 1.414,5 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, principalmente explicado pelos impactos do encerramento de contratos *wholesale*¹⁸ do segmento de geração, parcialmente compensado pelo aumento de 13,4% no volume de energia negociado no período (4.046 MW médios no 1T24 versus 3.569 MW médios no 1T23). Os efeitos entre os segmentos de negócio da Auren são explicados a seguir:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 13,8 milhões ou 4,2% versus o 1T23 (R\$ 311,5 milhões no 1T24 versus R\$ 325,4 milhões no 1T23), principalmente pela redução nos preços praticados, em virtude do encerramento de contratos *wholesale*;
- (b) **Geração Eólica:** crescimento de R\$ 6,2 milhões ou 3,2% em relação ao 1T23 (R\$ 201,9 milhões no 1T24 versus R\$ 195,7 milhões no 1T23), explicado principalmente pelo aumento no volume de vendas nos contratos de longo prazo (R\$ 21,7 milhões), pelo melhor resultado na comercialização de créditos de carbono (R\$ 6,0 milhões) e por reajustes dos contratos por inflação (R\$ 2,5 milhões), efeitos parcialmente compensados por maior provisão para ressarcimento plurianual referente aos contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em virtude da menor geração do trimestre (R\$ 23,9 milhões);
- (c) **Geração Solar:** receita de R\$ 11,3 milhões no 1T24, explicado pela entrada em operação comercial da capacidade total do projeto fotovoltaico Sol do Piauí e entrada parcial de Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** aumento de R\$ 74,6 milhões ou 7,3% em relação ao 1T23, totalizando R\$ 1.094,0 milhões versus R\$ 1.019,4 milhões no 1T23, majoritariamente em função do aumento de 21,8% no volume comercializado de energia, totalizando 3.434 MW médios no 1T24 versus 2.820 MW médios no 1T23;
- (e) **Eliminações:** aumento nas eliminações de R\$ 95,2 milhões em relação ao 1T23, explicado, principalmente, pelo aumento do volume de energia nas operações *intercompany*.

Gráfico 25 - Receita Líquida e Volume de Energia Comercializada no Trimestre



A Demonstração do Resultado do Exercício com o detalhamento da composição da receita líquida por segmento está disponível na seção "Anexos" desse documento.

¹⁸ Contratos de "wholesale": contratos classificados fora do alcance do CPC 48, uma vez que continuam mantidos para fins de recebimento ou entrega de item não financeiro, e não são marcados a mercado;

4.2 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais,¹⁹ no 1T24, reduziram R\$ 166,7 milhões ou 14,7% em relação ao 1T23 (R\$ 964,3 milhões no 1T24 versus R\$ 1.131,0 milhões no 1T23), principalmente em função do efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia na linha de outras receitas e despesas operacionais e da redução de custos e despesas com PMSO, parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia devido aos maiores volumes das operações de *trading* de energia e maiores encargos de uso da rede elétrica devido principalmente à entrada em operação dos projetos solares.

Os principais efeitos nos segmentos de negócio e maiores detalhes estão explicados a seguir:

- (a) **Custos com Compra de Energia:** aumento de R\$ 13,9 milhões ou 1,7% em relação ao 1T23 (R\$ 827,9 milhões no 1T24 versus R\$ 814,0 milhões no 1T23), explicado por:
- **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 6,2 milhões em energia comprada em relação ao 1T23, devido ao encerramento de contratos de compra de energia;
 - **Geração Eólica:** redução de R\$ 3,0 milhões em energia comprada em relação ao 1T23, dada necessidade de compra para equalização do balanço de lastro das eólicas em 2023, principalmente em função da revisão de garantia física de Ventos do Araripe III;
 - **Geração Solar:** impacto de R\$ 2,0 milhões no 1T24, devido à entrada em operação comercial de Sol do Piauí e da entrada parcial em operação do complexo Sol de Jaíba, demandando contratações para a equalização do balanço energético;
 - **Comercialização:** aumento de R\$ 97,9 milhões ou 10,6% (R\$ 1.024,5 milhões no 1T24 versus R\$ 926,6 milhões no 1T23), majoritariamente explicado pelo maior volume das operações de *trading* de energia, embora a preços menores do que os praticados no mesmo período do ano anterior;
 - **Eliminações Intercompany:** maior efeito de eliminação de R\$ 95,2 milhões no 1T24 (R\$ 221,1 milhões no 1T24 versus R\$ 125,9 milhões no 1T23), devido ao incremento do volume de energia comercializada nas operações *intercompany*. Mais detalhes dessas operações estão disponíveis na seção "Informações Importantes".
- (b) **Encargos de Uso da Rede Elétrica:** os encargos totalizaram R\$ 78,6 milhões no período (versus R\$ 67,9 milhões no 1T23), representando um aumento de 15,8% em relação ao 1T23, em razão principalmente de efeitos de inflação para os parques já em operação e também pela entrada em operação do complexo Sol de Jaíba;
- (c) **Custos e Despesas com PMSO²⁰:** redução de R\$ 6,2 milhões em valores nominais ou 4,5%, totalizando R\$ 131,1 milhões no 1T24 versus R\$ 137,4 milhões no 1T23, conforme explicado abaixo. Ao desconsiderar o impacto de inflação do período de aproximadamente R\$ 6,3 milhões haveria uma redução de R\$ 12,2 milhões em valores reais ou 9% no 1T24 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.
- **Pessoal (P):** redução de R\$ 7,3 milhões ou 12,2% nominais, explicado principalmente por despesas não recorrentes incorridas no 1T23 relacionadas às rescisões. As despesas de pessoal totalizaram R\$ 52,1 milhões no 1T24 versus R\$ 59,4 milhões no 1T23;

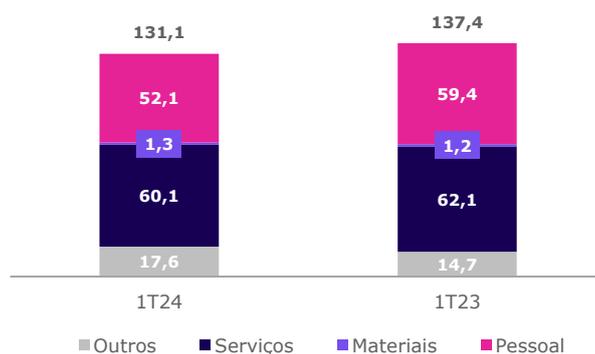
¹⁹ O total de Custos e Despesas Operacionais inclui: Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação, Despesas Gerais e Administrativas e Outras Receitas (Despesas) Operacionais, líquidas.

²⁰ A análise de despesas com PMSO inclui as rubricas de Custos com Operação e Despesas Gerais e Administrativas apresentadas na Demonstração do Resultado do Exercício Segmentada, disponível na seção "Anexos" desse documento, excluindo Demais Receitas e Despesas. Vale ressaltar que Outras Receitas (Despesas) Operacionais foram ajustadas passando a ser consideradas fora do PMSO

- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** redução de R\$ 1,8 milhão ou 2,9% nominais (R\$ 61,4 milhões no 1T24 versus R\$ 63,2 milhões no 1T23), principalmente em virtude das despesas com operação e manutenção relacionadas à operação de Paraibuna ocorridas no 1T23;

(d) Outros (O): aumento de R\$ 2,9 milhões ou 19,6% nominais na comparação entre os trimestres, explicado principalmente pela maior despesa com seguros

Gráfico 26 – Despesas com PMSO (R\$ milhões)



Os principais efeitos da variação do PMSO entre o 1T23 e 1T24 são explicados no gráfico 29, a seguir:

Gráfico 27 – Evolução das Despesas com PMSO no 1T24 em termos reais (R\$ milhões)



(e) Depreciação e Amortização: redução de R\$ 1,9 milhão ou 1,2% (R\$ 166,4 milhões no 1T24 versus R\$ 168,3 milhões no 1T23), estável na comparação entre os períodos;

(f) Demais Receitas e Despesas²¹: receita de R\$ 239,7 milhões no 1T24 versus receita de R\$ 56,5 milhões no 1T23. A variação entre os períodos é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 209,7 milhões na marcação a mercado dos contratos futuros de energia no 1T24 versus

²¹ Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia e provisão (reversão) de litígios.

o 1T23, parcialmente compensado pela variação negativa de R\$ 25,7 milhões na despesa ligada à provisão para litígios (provisão de R\$ 8,4 milhões no 1T24 versus reversão de R\$ 17,3 milhões no 1T23).

4.3 EBITDA Ajustado

Tabela 21 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
EBITDA	599,6	451,9	32,7%
Provisão (reversão) de litígios	8,4	(17,3)	N.M.
Contratos futuros de energia	(248,1)	(38,4)	546,1%
EBITDA Ajustado	360,0	396,2	-9,1%
Margem EBITDA Ajustada	25,8%	28,0%	-2,2 p.p.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 360,0 milhões no 1T24, uma redução de 9,1% em relação aos R\$ 396,2 milhões reportados no 1T23, com margem EBITDA Ajustada de 25,8% versus 28,0% no 1T23, o que implica em uma variação negativa de -2,2 p.p. A variação do EBITDA Ajustado pode ser explicada, principalmente, por:

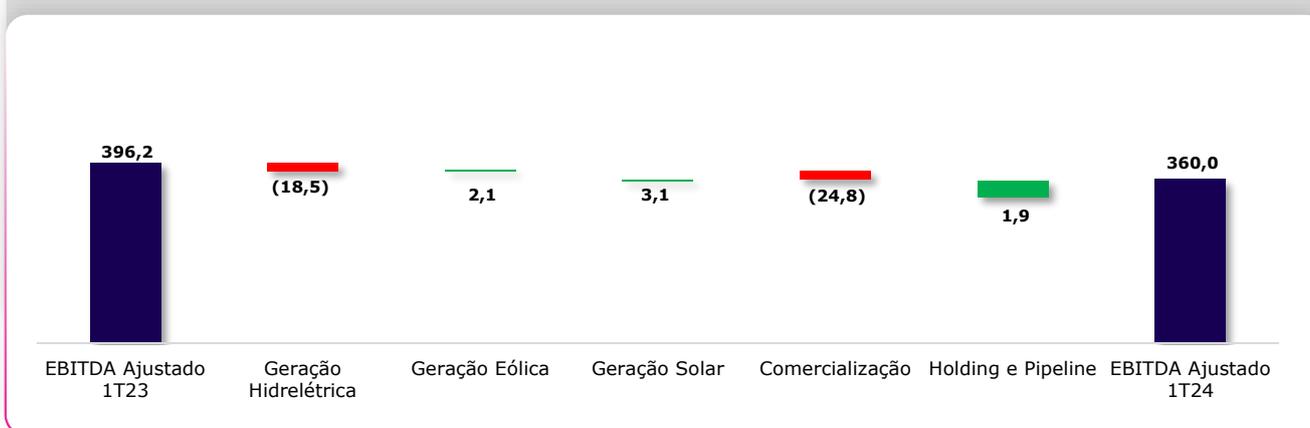
- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de 8,3% ou R\$ 18,5 milhões no EBITDA Ajustado do período (R\$ 205,8 milhões no 1T24 versus R\$ 224,4 milhões no 1T23), principalmente pela redução nos preços praticados, em virtude do encerramento de contratos *wholesale*²²;
- (b) **Geração Eólica:** aumento de 1,6% ou R\$ 2,1 milhões, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 130,0 milhões no 1T24 versus R\$ 127,9 milhões no 1T23. Esse aumento é principalmente atribuído ao crescimento da receita proveniente da venda de energia de Ventos do Piauí II e III, embora tenha sido parcialmente compensado pela queda na geração;
- (c) **Geração Solar:** aumento de R\$ 3,1 milhões, explicado pela entrada em operação comercial dos projetos fotovoltaicos Sol do Piauí e parcialmente de Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** redução de R\$ 24,8 milhões no 1T24, explicado pelo efeito negativo da sazonalidade de contratos de compra de energia (R\$ 40 milhões) compensado por melhores resultados na venda de créditos de carbono de R\$ 9,5 milhões, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 50,2 milhões no 1T24 versus R\$ 75,0 milhões no 1T23;
- (e) **Holding e Pipeline:** EBITDA Ajustado estável na comparação entre os períodos representando - R\$ 29,2 milhões no 1T24 versus - R\$ 31,1 milhões no 1T23.

²² Contratos de "wholesale": contratos classificados fora do alcance do CPC 48, uma vez que continuam mantidos para fins de recebimento ou entrega de item não financeiro, e não são marcados a mercado;

Tabela 22 – EBITDA Ajustado por segmento

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
Geração Hidrelétrica	205,8	224,4	-8,3%
Geração Eólica	130,0	127,9	1,6%
Geração Solar	3,1	-	N.M.
Comercialização	50,2	75,0	-33,1%
Holding e Pipeline	(29,2)	(31,1)	-6,1%
EBITDA Ajustado	360,0	396,2	-9,1%
Margem EBITDA Ajustada	25,8%	28,0%	-2,2 p.p.

Gráfico 28 – Evolução do EBITDA Ajustado



4.4 Resultado Financeiro

Tabela 23 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
Receitas Financeiras	149,9	254,8	-41,2%
Despesas Financeiras	(258,8)	(272,0)	-4,9%
Resultado Financeiro Líquido	(109,0)	(17,2)	534,1%

No 1T24, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 109,0 milhões, versus despesa de R\$ 17,2 milhões no 1T23, em virtude de:

- Receitas Financeiras:** redução de R\$ 105,0 milhões ou 41,2% na receita financeira no trimestre (R\$ 149,9 milhões no 1T24 versus R\$ 254,8 milhões no 1T23) explicada, principalmente, pelo reconhecimento da atualização monetária referente à indenização da UHE Três Irmãos, no valor de R\$ 134,7 milhões no 1T23;
- Despesas Financeiras:** redução de R\$ 13,2 milhões ou 4,9% em relação ao 1T23, totalizando R\$ 258,8 milhões no 1T24 versus R\$ 272,0 milhões no 1T23, principalmente explicada pela menor atualização monetária sobre dívidas e redução das despesas com juros do passivo atuarial Vivest.

4.5 Resultado Líquido

Tabela 24 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
EBITDA	599,6	451,9	32,7%
Depreciação, amortização e amortização de mais valia	(166,4)	(168,3)	-1,2%
Resultado financeiro líquido	(109,0)	(17,2)	534,1%
IR/CS	(137,2)	(66,6)	105,9%
Equivalência Patrimonial	66,6	30,2	120,2%
Lucro Líquido	253,6	230,0	10,3%

O lucro líquido no 1T24 totalizou R\$ 253,6 milhões, versus R\$ 230,0 milhões no 1T23, resultado de:

- (a) **EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 599,6 milhões no 1T24, aumento de R\$ 147,8 milhões ou 32,7% em relação aos R\$ 451,9 milhões registrados no 1T23, principalmente em virtude:
 - R\$ 248,1 milhões referentes ao efeito positivo na marcação a mercado em contratos de venda de energia devido ao aumento do preço médio de energia no mercado de longo prazo no 1T24;
 - R\$ 3,1 milhões associados a entrada em operação comercial dos complexos fotovoltaicos Sol do Piauí e parcialmente de Sol de Jaíba;
- (b) **Resultado Financeiro:** redução de R\$ 91,8 milhões no resultado financeiro líquido em comparação com o 1T23, atribuído à atualização monetária referente à indenização da UHE Três Irmãos reconhecida no 1T23;
- (c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** aumento de R\$ 70,6 milhões em relação ao 1T23 (R\$ 137,2 milhões no 1T24 versus R\$ 66,6 milhões no 1T23), principalmente em função do aumento do EBITDA consolidado no 1T24, conforme acima mencionado;
- (d) **Equivalência Patrimonial:** aumento de R\$ 36,3 milhões em relação ao 1T23 (R\$ 66,6 milhões no 1T24 versus R\$ 30,2 milhões no 1T23), em virtude da apuração de maior lucro líquido das empresas investidas.

4.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final de março 2024 totalizou R\$ 6,5 bilhões, versus R\$ 6,4 bilhões no encerramento de dezembro 2023, o que corresponde a um aumento de R\$ 100 milhões entre os períodos, principalmente explicado pelas captações para financiar o projeto fotovoltaico Sol de Jaíba.

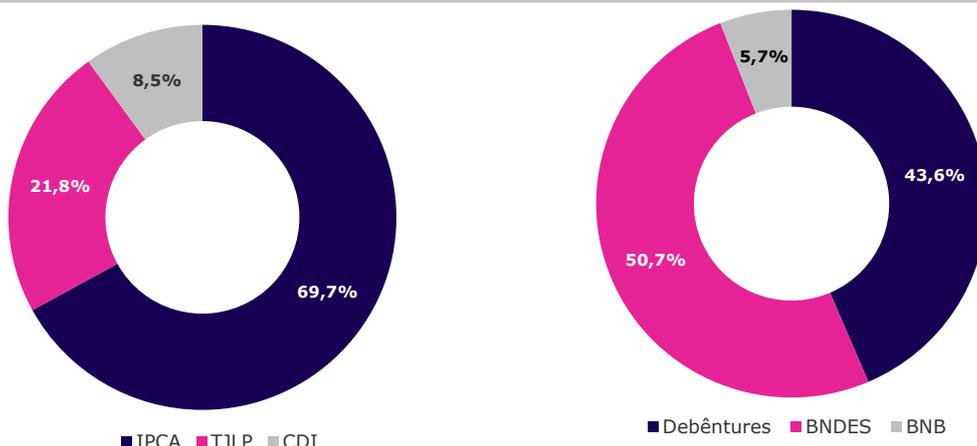
O saldo de caixa, equivalentes e aplicações financeiras ao final do primeiro trimestre de 2024 totalizou R\$ 3.094,6 milhões, o que implica em uma redução de R\$ 143,8 milhões em relação aos R\$ 3.238,4 milhões em dezembro 2023.

Em 31 de março de 2024, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 3,4 bilhões, com prazo médio de 7,1 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 10,6%a.a. (IPCA +4,4% a.a. ou CDI -0,1% a.a.). A alavancagem financeira, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, atingiu 1,96x, representando um aumento de 0,17x em comparação com os 1,79x registrados em dezembro.

Gráfico 29 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



Gráfico 30 – Perfil da Dívida Bruta (%)



Os quadros com o detalhamento do endividamento e da composição da carteira de dívida da Companhia estão disponíveis na seção "Anexos" desse documento, bem como os *ratings* de crédito da Companhia, de suas subsidiárias e de seus instrumentos de dívida.

4.7 Fluxo de Caixa Livre

Tabela 25 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	1T24	1T23	Var.
EBITDA Ajustado	360,0	396,2	-9,1%
IR/CS Caixa	(23,1)	(59,0)	-61,0%
Capital de Giro e Outros	95,9	50,5	90,0%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(8,3)	(5,5)	52,5%
Fluxo de Caixa Operacional	424,5	382,1	11,1%
Serviço de Dívida	(95,2)	(83,9)	13,5%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	329,2	298,2	10,4%
CAPEX Projetos	(88,1)	(277,0)	-68,2%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(10,5)	(36,4)	-71,2%
Captações	90,0	225,6	-60,1%
Amortizações	(55,2)	(39,1)	41,2%
Aumento de capital em investidas	(9,3)	-	-
Dividendos	(399,9)	-	-
Fluxo de Caixa Livre	(143,8)	171,4	-183,9%
Saldo de Caixa Inicial	3.238,4	3.231,3	0,2%
Saldo de Caixa Final	3.094,6	3.402,7	-9,1%
Fundo Liquidez - Conta Reserva	184,6	152,8	20,8%
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva	3.279,2	3.555,5	-7,8%

A variação no fluxo de caixa livre entre o 1T24 e o 1T23 é explicada, principalmente, por:

- (a) **Capital de Giro e Outros:** aumento de R\$ 45,4 milhões no trimestre (R\$ 95,9 milhões no 1T24 versus R\$ 50,5 milhões no 1T23), explicado principalmente por: (i) R\$ 79,8 milhões de recebimento antecipado dos contratos ACL de longo prazo, (ii) diminuição de R\$ 37,2 milhões devido ao início dos pagamentos dos ressarcimentos anuais e quadrienais dos contratos do ACR das eólicas em 2024, e (iii) acréscimo de R\$ 19,7 milhões devido aos pagamentos de benefício pós-emprego no período;
- (b) **CAPEX de Projetos:** desembolso de R\$ 88,1 milhões no 1T24, principalmente em virtude da evolução da construção do projeto Sol de Jaíba;
- (c) **Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais:** desembolso de R\$ 10,5 milhões no 1T24, refletindo uma redução de R\$ 25,9 milhões em comparação com o 1T23, principalmente devido à diminuição do montante de contencioso passivo da Companhia.

5. Eventos Subsequentes

5.1 Debêntures:

- **13ª emissão pela controlada CESP**

Em 21 de março de 2024, a controlada CESP anunciou a oferta pública da 13ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 1,1 bilhão e prazo de dez anos, vencendo, portanto, em 15 de abril de 2034. Em 15 de abril de 2024, o procedimento de *bookbuilding* foi concluído tendo sido definida a remuneração das debêntures a uma taxa de IPCA + 6,1661% ao ano. A liquidação dessa emissão ocorreu em 18 de abril de 2024.

- **2ª emissão pela Auren**

Em 17 de abril de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, destinada exclusivamente a investidores profissionais, no montante total de R\$ 400 milhões e prazo de dez anos, vencendo, portanto, em 15 de abril de 2034. Em 30 de abril de 2024, o procedimento de *bookbuilding* foi concluído tendo sido definida a remuneração das debêntures a uma taxa de IPCA + 6,2980% ao ano. A liquidação dessa emissão ocorreu em 3 de maio de 2024.

6. Contencioso Passivo

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

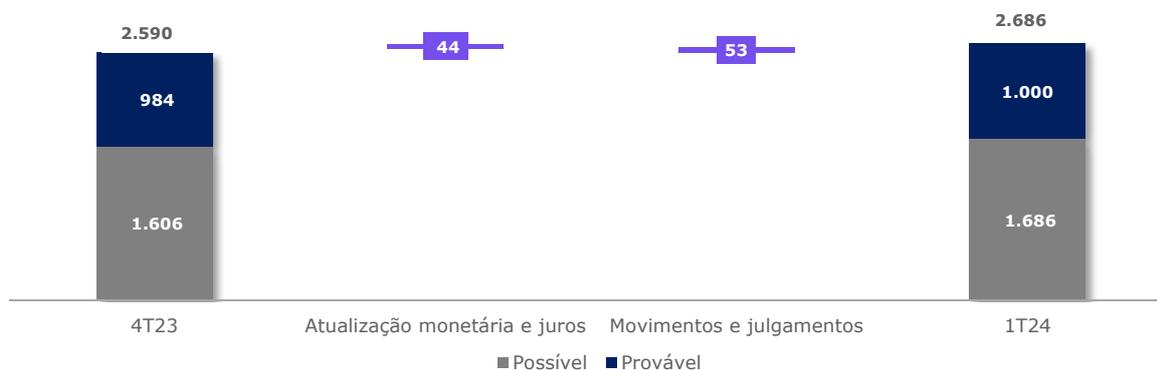
Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 999,7 milhões com probabilidade de perda estimada como provável e o montante de R\$ 1.686,2 milhões classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Do encerramento do exercício de 2023 até março de 2024, houve um aumento de R\$ 15,3 milhões no contencioso passivo provável, em virtude de juros e correção monetária dos processos. Já no contencioso passivo possível, houve um acréscimo de R\$ 80,4 milhões, sendo parte resultante de juros e correção monetária dos processos e parte referente a recálculos e adequações necessárias diante da evolução processual, principalmente de casos cíveis e regulatórios.

Gráfico 31 - Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



Gráfico 32 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo (R\$ milhões)



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

7. Temas Regulatórios

7.1 Leilão de Reserva de Capacidade 2024

Em março de 2024, o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 775/GM/MME de 2024, abriu a Consulta Pública nº 160/2024 com o objetivo de discutir as diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (LRCAP).

O certame está previsto para ocorrer no dia 30 de agosto de 2024 e poderão participar:

- Empreendimento termelétrico, novo ou existente, sem inflexibilidade operativa, respeitando o limite máximo de Custo Variável Unitário (R\$/MWh), a ser definido após a consulta pública;
- Ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não tenham sido prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 (exclui os empreendimentos cotizados).

Este é um importante marco para os investidores, sinalizando o real interesse do Governo em promover a contratação de recursos com flexibilidade operativa, para atendimento das necessidades sistêmicas, não apenas por meio de usinas termelétricas, mas também através de ampliação da capacidade hidrelétrica existente. A inclusão das hidrelétricas no certame é um importante reconhecimento do seu potencial na agregação de geração despachável de resposta rápida para o sistema.

De acordo com levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), há, atualmente, um potencial de cerca de 7,2 GW de expansão de potência a partir da ampliação de hidrelétricas existentes, muitas com estruturas civis já construídas, podendo agregar capacidade para atender os períodos de ponta do sistema a preços competitivos. Entre elas, destaca-se a UHE Porto Primavera, com potencial de adicional 440 MW ao sistema por meio de motorização de 4 novas unidades geradoras em poços existentes que estão osciosos.

Neste leilão, estão sendo propostos três produtos:

- Potência Termelétrica 2027: contrato de 7 anos com início em julho/2027.
- Potência Termelétrica 2028: contrato de 15 anos com início em janeiro/2028.
- Potência Hidrelétrica 2028: contrato de 15 anos com início em janeiro/2028.

A receita será proveniente de pagamento de parcela fixa (R\$/ano), corrigida anualmente por IPCA, a ser paga em doze parcelas mensais, sujeita a redução caso o desempenho dos equipamentos não atenda à disponibilidade mínima definida no momento da contratação.

A Auren está engajada nas discussões para contribuição na Consulta Pública nº 160/2024, com o intuito de colaborar na construção do arcabouço regulatório, essencial para a realização do leilão e para a viabilização da participação hidrelétrica.

7.2 Redução da vazão mínima da UHE Porto Primavera

Com o intuito de contribuir para a preservação do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas na bacia do Rio Paraná, o Ministério de Minas e Energia (MME) recomendou ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em reunião realizada em 06 de março de 2024, a redução de vazão mínima defluente da usina UHE Porto Primavera dos atuais 4.600 m³/s para 3.900 m³/s, tendo sido tal recomendação acatada e deliberada pelo CMSE.

Para o atendimento da medida, a CESP solicitou ao IBAMA manifestação acerca das condições necessárias para o cumprimento da deliberação. A companhia deverá realizar um monitoramento ambiental contínuo,

notadamente com relação às condições ambientais do trecho de rio situado imediatamente a jusante da UHE Porto Primavera e à adequada operação do sistema de transposição de peixes.

7.3 Publicação das Garantias Físicas do Complexo Fotovoltaico Sol do Jaíba

Por meio da Portaria nº 2.739/SNTEP/MME, de 6 de março de 2024, foram publicadas as Garantias Físicas do Complexo Fotovoltaico Sol do Jaíba que totalizam 152 MW médios.

A publicação destes valores é realizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), após cálculos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de acordo com metodologia estabelecida na Portaria MME nº 101/2016.

8. Informações Importantes

8.1 Segmentação dos Resultados

A segmentação dos resultados reflete:

- **Geração Hidrelétrica:** segmento composto pelas empresas CESP Geradora e demais ativos hidrelétricos que a Auren possui participação indireta por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia;
- **Geração Eólica:** segmento composto pelos complexos eólicos de Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III;
- **Geração Solar:** segmento composto pelas empresas Sol do Piauí e demais empresas do complexo Sol de Jaíba que já se encontram em fase de operação comercial;
- **Comercialização:** segmento composto pela Auren Comercializadora e CESP Comercializadora;
- **Holding e Pipeline:** segmento composto pelas despesas da estrutura corporativa da Companhia e demais projetos em fase de estruturação e construção, como as empresas que ainda não se encontram em fase de operação comercial do projeto Sol de Jaíba.

Para baixar a planilha com os resultados segmentados, [clique aqui](#).

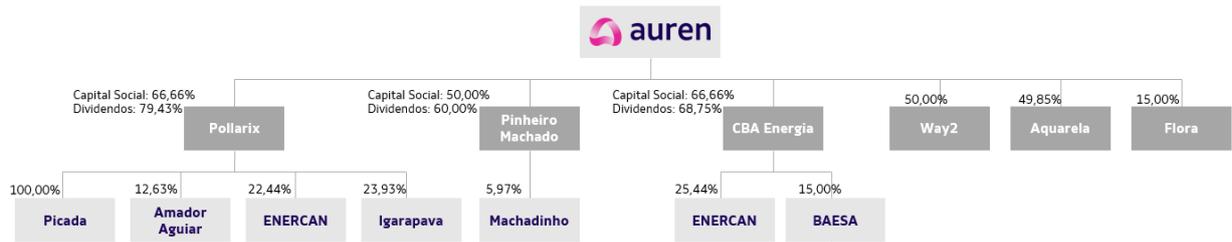
8.2 Equivalência Patrimonial

Os resultados que compõem a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia.

As eliminações apresentadas no resultado consolidado, além das operações *intercompany* mencionadas no tópico anterior, incluem os resultados de cada uma das empresas que a Auren detém participação e que são consolidadas para fins das demonstrações financeiras, como nos casos da CESP, Auren Comercializadora, empresas dos complexos eólicos Ventos do Araripe III e de Ventos do Piauí I, II e III, Sol do Piauí e Sol de Jaíba, essencialmente.

As participações minoritárias detidas pela Auren nas empresas CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado e as participações da Auren Comercializadora nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

Figura 03 – Participações societárias indiretas da Companhia²³



²³ Data base: março de 2024.

9. Anexos

Anexo 01 - Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 1T24 vs. 1T23 – Visão Segmentada

R\$ mil	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Geração Solar		Comercialização			Holding e pipeline			Eliminações		
	1T24	1T23	Var. %	1T24	1T23	Var. %	1T24	1T23	Var. %	1T24	1T23	1T24	1T23	Var. %	1T24	1T23	Var. %	1T24	1T23	Var. %
Receita bruta	1.594.880	1.627.353	-2,0%	364.740	378.385	-3,6%	210.032	205.369	2,3%	12.074	-	1.246.496	1.179.702	5,7%	-	-	-	(238.462)	(136.103)	75,2%
Receita líquida	1.397.531	1.414.510	-1,2%	311.527	325.353	-4,2%	201.911	195.671	3,2%	11.263	-	1.093.955	1.019.390	7,3%	-	-	-	(221.125)	(125.904)	75,6%
Custo com Compra de Energia Elétrica	(827.899)	(813.962)	1,7%	(14.037)	(7.861)	78,6%	(8.449)	(5.433)	55,5%	(1.967)	-	(1.024.571)	(926.572)	10,6%	-	-	-	221.125	125.904	75,6%
Encargos de uso da rede elétrica	(78.581)	(67.858)	15,8%	(55.750)	(54.306)	2,7%	(13.095)	(13.552)	-3,4%	(3.846)	-	-	-	-	(5.890)	-	-	-	-	-
Custo com operação	(47.424)	(46.467)	2,1%	(9.771)	(11.974)	-18,4%	(37.239)	(34.493)	8,0%	(414)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização cus	(152.601)	(154.379)	-1,2%	(94.142)	(97.057)	-3,0%	(58.389)	(57.322)	1,9%	(70)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro bruto	291.026	331.844	-12,3%	137.827	154.155	10,6%	84.739	84.871	-0,2%	4.966	-	69.384	92.818	25,2%	(5.890)	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(83.713)	(90.880)	-7,9%	(27.256)	(28.880)	-5,6%	(13.020)	(13.654)	-4,6%	(1.718)	-	(19.222)	(18.667)	3,0%	(22.496)	(29.679)	-24,2%	-	-	-
Depreciação, amortização	(13.780)	(13.948)	-1,2%	(694)	(660)	5,2%	(1.672)	(1.545)	8,2%	-	-	(893)	(586)	52,4%	(10.521)	(11.157)	-5,7%	-	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	239.730	56.539	324,0%	(6.894)	19.354	N.M.	(129)	(648)	80,1%	(211)	-	113.699	66.345	71,4%	(1.159)	(1.380)	-16,0%	134.424	(27.132)	N.M.
Lucro operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro	433.263	283.555	52,8%	102.983	143.969	28,5%	69.918	69.024	1,3%	3.037	-	162.968	139.910	16,5%	(40.066)	(42.216)	-5,1%	134.424	(27.132)	N.M.
Equivalência patrimonial	66.578	30.229	120,2%	66.444	29.836	122,7%	-	-	-	-	-	134	393	65,9%	88.720	(17.907)	N.M.	(88.720)	17.907	N.M.
Resultado financeiro líquido	(108.979)	(17.187)	534,1%	(98.715)	30.626	N.M.	(45.826)	(88.106)	48,0%	(4.089)	-	10.905	8.327	31,0%	28.746	31.966	-10,1%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	390.862	296.597	31,8%	70.712	204.431	65,4%	24.092	(19.082)	N.M.	(1.052)	-	174.007	148.630	17,1%	77.400	(28.157)	N.M.	45.704	(9.225)	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	(137.244)	(66.645)	105,9%	(2.815)	(18.368)	-84,7%	(27.324)	(14.208)	92,3%	(986)	-	(61.635)	(48.997)	25,8%	1.220	24.153	-94,9%	(45.704)	(9.225)	395,4%
Lucro (prejuízo) líquido	253.618	229.952	10,3%	67.897	186.063	63,5%	(3.232)	(33.290)	90,3%	(2.038)	-	112.372	99.633	12,8%	78.620	(4.004)	N.M.	-	(18.450)	100,0%
Imposto de renda e contribuição social	137.244	66.645	105,9%	2.815	18.368	-84,7%	27.324	14.208	92,3%	986	-	61.635	48.997	25,8%	(1.220)	(24.153)	94,9%	45.704	9.225	395,4%
Lucro antes dos impostos	390.862	296.597	31,8%	70.712	204.431	65,4%	24.092	(19.082)	N.M.	(1.052)	-	174.007	148.630	17,1%	77.400	(28.157)	N.M.	45.704	(9.225)	N.M.
Equivalência patrimonial	(66.578)	(30.229)	120,2%	(66.444)	(29.836)	122,7%	-	-	-	-	-	(134)	(393)	65,9%	(88.720)	17.907	595,4%	88.720	(17.907)	N.M.
Resultado financeiro líquido	108.979	17.187	534,1%	98.715	(30.626)	N.M.	45.826	88.106	48,0%	4.089	-	(10.905)	(8.327)	31,0%	(28.746)	(31.966)	-10,1%	-	-	-
Depreciação, amortização	166.381	168.327	-1,2%	94.836	97.717	-2,9%	60.061	58.867	2,0%	70	-	893	586	52,4%	10.521	11.157	-5,7%	-	-	-
EBITDA	599.644	451.882	32,7%	197.819	241.686	18,2%	129.979	127.891	1,6%	3.107	-	163.861	140.496	16,6%	(29.545)	(31.059)	-4,9%	134.424	(27.132)	N.M.
(Provisão)/reversão para litígios e baixas de depósitos judiciais	8.421	(17.325)	N.M.	8.030	(17.325)	N.M.	2	-	-	32	-	(10)	-	-	367	-	-	-	-	-
Contratos futuros de energia	(248.087)	(38.397)	546,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	(113.663)	(65.529)	73,5%	-	-	-	(134.424)	27.132	-
EBITDA Ajustado	359.978	396.160	-9,1%	205.849	224.361	-8,3%	129.981	127.891	1,6%	3.139	-	50.188	74.967	33,1%	(29.178)	(31.059)	-	-	-	-
Margem EBITDA Ajustado	25,8%	28,0%	-8,0%	66%	69,0%	-4,2%	64%	65,4%	-1,5%	28%	-	5%	7,4%	37,6%	-	-	-	-	-	-

Anexo 02 - Características da Dívida Bruta

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Prazo Médio	Amortização	Vencimento
Auren	405,6					
1ª Debênture	405,6	CDI	1,48%	0,8	<i>Bullet</i>	dez/24
CESP	2.062,8					
11ª Debênture	154,3	CDI	1,64%	1,3	Anual a partir de dez/22	dez/25
12ª Debênture	1.908,5	IPCA	4,30%	5,4	Anual a partir de ago/28	ago/30
Ventos de Piauí I	703,3					
BNDES	555,4	TJLP	2,16%	5,2	Mensal a partir de jul/18	jun/34
1ª Debênture	147,9	IPCA	5,47%	0,3	<i>Bullet</i>	jun/24
Ventos de Piauí II e III	1.753,1					
BNDES	1.753,1	IPCA	4,56%	10,5	Mensal a partir de dez/22	mar/45
Ventos do Araripe III	993,5					
Repassé	355,8	TJLP	3,15%	3,2	Mensal a partir de fev/18	dez/29
BNDES	444,5	TJLP	2,49%	7,4	Mensal a partir de fev/18	jun/35
1ª Debênture	193,2	IPCA	6,99%	5,8	Semestral a partir de jul/18	jul/32
Sol do Piauí	95,5					
BNDES	95,5	IPCA	3,65%	10,4	Mensal a partir de mai/24	nov/44
Sol de Jaíba	459,4					
BNB 1ª tranche	287,9	IPCA	5,27%	14,8	Mensal a partir de out/24	set/46
BNB 2ª tranche	171,5	IPCA	5,73%	15,9	Mensal a partir de ago/25	jul/47
Total	6.473,2			7,1		

Anexo 03 – Dívida Líquida e Alavancagem Financeira

A partir do 1T23, a Companhia adotou o seguinte critério de cálculo da Dívida Líquida: Dívida Bruta incorporando-se (i) o valor justo dos Derivativos (ativo e passivo) e (ii) Arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC-06/IFRS16-Arrendamentos, deduzida das Disponibilidades (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações financeiras). Dessa forma, rerepresentamos abaixo o endividamento histórico, para fins de comparabilidade:

R\$ milhões	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24
Curto-Prazo	204,4	226,9	236,6	276,6	285,5	952,7	434,8	851,8	858,8
Longo-Prazo	4.623,9	5.358,7	5.492,2	5.553,6	5.835,2	5.728,7	5.711,0	5.500,0	5.614,4
Dívida Bruta	4.828,3	5.585,6	5.728,8	5.830,2	6.120,8	6.681,3	6.145,8	6.351,8	6.473,2
Instrumentos Financeiros Derivativos	(0,0)	(0,1)	0,1	0,2	(1,6)	14,1	0,1	0,0	28
Arrendamentos	6,8	5,6	80,7	44,3	45,4	46,0	66,8	66,7	65,3
Total Dívida Bruta	4.835,0	5.591,1	5.809,5	5.874,7	6.164,5	6.741,4	6.212,8	6.418,6	6.538,2
Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras	3.173,8	3.347,7	2.981,0	3.231,3	3.402,7	6.285,3	4.904,7	3.238,4	3.094,6
Dívida Líquida	1.661,2	2.243,5	2.828,6	2.643,4	2.761,8	456,1	1.308,1	3.180,2	3.443,9
Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (12M))	1,53x	1,78x	1,97x	1,39x	1,65x	0,27x	0,72x	1,79x	1,96x

Anexo 04 – Ratings de Crédito

	Agência	Rating	Outlook	Última Revisão
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	BB+ BBB- AAA(bra)	Estável	out/23
Auren – 2ª Debênture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	abr/24
CESP – Corporativo	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	out/23
CESP – 12ª Debênture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	out/23
CESP – 13ª Debênture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	mar/24
CESP – Corporativo	Standard & Poor's	BB BB AAA(bra)	Estável	fev/24
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	fev/24
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	AA(bra)	Positivo	set/23

Anexo 05 - Portfólio de Ativos em Operação²⁴

Ativo ⁽¹⁾	Fonte	Capacidade Instalada ⁽²⁾ (MW)	Garantia Física ⁽²⁾ (MW médio)	Participação Econômica Indireta ⁽³⁾
Porto Primavera	Hidrelétrica	1.540,0	886,8	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidrelétrica	71,2	36,7	10,3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾	Hidrelétrica	153,9	66,8	17,5%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾	Hidrelétrica	156,9	68,1	17,8%
Amador Aguiar I e II	Hidrelétrica	45,1	27,3	10,0%
Igarapava	Hidrelétrica	39,9	24,2	19,0%
Picada	Hidrelétrica	39,7	23,5	79,4%
Machadinho	Hidrelétrica	40,8	19,6	3,6%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	100,0%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	100,0%
Ventos do Piauí II	Eólica	211,5	105,7	100,0%
Ventos do Piauí III	Eólica	207,0	100,6	100,0%
Sol do Piauí	Fotovoltaica	48,1	11,8	100,0%
Total		3.117,8	1.656,0	

⁽¹⁾ Inclui ativo em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado;

⁽²⁾ Capacidade instalada proporcional à participação econômica indireta da Companhia nos ativos;

⁽³⁾ Participação econômica indireta da Auren nos ativos representa percentual de dividendos recebidos pela Auren da CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado. As ações preferenciais da Auren recebem um dividendo diferenciado de 68,8% dos dividendos pagos pela CBA Energia, 71,4% dos dividendos pagos pela Pollarix e 60% dos dividendos pagos pela Pinheiro Machado;

⁽⁴⁾ Holding CBA Energia;

⁽⁵⁾ Holding Pollarix.

²⁴ Data base: janeiro de 2024.

Anexo 06 - Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MWac)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Sol de Jaíba	Fotovoltaica	500,0	152,4	100,0%
Total		500,0	152,4	

Anexo 07 – Pipeline de Ativos

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Hélios	Fotovoltaica	1.210,0	355,3	100,0%
Corumbá	Hidrelétrica	81,6	51,5	51,0%
Total		1.291,6	406,8	



Earnings Release 1Q24

May 2024

Webcast

May 08, 2024

(in Portuguese with simultaneous translation into English) 10:00 a.m. (Brasília) | 9:00 a.m. (New York) | 2:00 p.m. (London)

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

Presentation available at ri.aurenenergia.com.br

Contacts

Investor Relations

Mario Bertoncini (Finance VP and IRO)

Mariana Mayumi

Luiz Perez

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

ri@arenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On March 29, 2024:

- **AURE3:** R\$11.90
- **Market Cap:** R\$11.9 billion



Contents

1Q24 Highlights	4
Management Message.....	5
1. Energy Market	7
2. Operational Performance	10
3. Commercial Performance	27
4. Financial Performance	31
5. Events After the Reporting Period	40
6. Contingent Liability	41
7. Regulatory Topics	43
8. Segmentation of results	45
9. Appendices	47



1Q24 Highlights

Auren Energia reports net profit of R\$254 million in 1Q24, up 10% quarter-on-quarter.

- **Consolidated EBITDA: R\$600 million** in 1Q24, **up 33% on 1Q23**, mainly due to the positive mark-to-market effect on energy sales contracts;
- **Operational Efficiency: reduction of R\$ 6 million** (5% in nominal terms) **or R\$ 12 million** (9% in real terms) **in the PMSO**, which totaled **R\$ 131 million in 1Q24** versus R\$ 137 million in 1Q23;
- **Hydroelectric generation:** slightly down on 1Q23, due to the more recessive hydrological scenario observed in the first three months of 2024;
- **Wind generation:** 22.0% reduction in consolidated generation due to lower-than-expected wind resources;
- **Commercialization: an increase of 477 average MW of energy commercialized** in the 1Q24, mainly with **sales for 2026 and 2027**, with average prices between **R\$ 150 and R\$ 160/MWh**;
- **Brownfield Growth:** completion of the process to start commercial operation of **Sol do Piauí**, adding **48 MWac of installed capacity** to the company's portfolio, and progress in the construction of the **Sol de Jaíba** project, with **280MWac in commercial operation** on the date of publication of this document;
- **Dividends:** Payment of R\$ 400 million in March 2024.

R\$ million	1Q24	1Q23	Var.
Net Revenue	1,397.5	1,414.5	-1.2%
PMSO	(131.1)	(137.4)	-4.5%
EBITDA	599.6	451.9	32.7%
Adjusted EBITDA^(a)	360.0	396.2	-9.1%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	25.8%	28.0%	-2.2 p.p.
Hydroelectric	205.8	224.4	-8.3%
Wind	130.0	127.9	1.6%
Solar	3.1	-	-
Trading	50.2	75.0	-33.1%
Holding	(29.2)	(31.1)	-6.1%
Net Profit	253.6	230.0	10.3%
Operational Cash Flow^(b)	424.5	382.1	11.1%
Free Cash Flow	(143.8)	171.4	N.M.
Net Debt^(c)	3,443.9	2,761.8	24.7%
Leverage^(d)	1.96x	1.65x	0.31x

^(a)EBITDA adjusted by: (i) provision or reversal of litigation and write-off of judicial deposits and (ii) mark-to-market result of energy contracts;

^(b) Operating cash flow, after debt service;

^(c) Gross debt less cash and cash equivalents and short-term investments, including the fair value of derivatives (assets and liabilities) and leases in accordance with CPC06/IFRS 16 - Leases;

^(d) Net Debt / Adjusted EBITDA for the last 12 months.

Management Message

During the first quarter of 2024, we continued to make progress on our journey to establish a leading renewable energy platform in Brazil, improving our management and operational efficiency differentials. On the agenda of operational efficiency and asset optimization, we began commercial operation of Sol do Piauí, the first hybrid project authorized by ANEEL, which operates in association with the Ventos do Piauí I wind complex, adding 48 MWac of installed power.

As part of the efficient management of the company's energy balance, we would highlight the energy sales operations for the years 2026 and 2027, taking advantage of the good market momentum where average prices were above R\$150/MWh, and the maintenance of a high level of portfolio contracting at the end of this quarter, of approximately 91% between 2024 and 2026.

In the hydroelectric segment, we saw a reduction of 2.5% compared to the same period last year, due to the low levels of precipitation and inflows to the reservoirs seen in the first three months of 2024 compared to the same period last year. Although the hydrological scenario was quite recessive at the start of the year, our main asset, the Porto Primavera HPP, maintained its production above its physical guarantee, reaching 916.2 average MW.

This quarter, wind generation, especially in the Northeast, was impacted by the weakening and positioning of the high-pressure system, defined as the South Atlantic Subtropical High (ASAS), which impacted wind behavior and led to the observation of a lower-than-expected wind resource. This resulted in aggregate generation in 1Q24 being 23.1% lower than certification at the 50th percentile (P50) and 18.1% lower than certification at the 90th percentile (P90).

As for our financial performance, we ended 1Q24 with an Adjusted EBITDA of R\$360.0 million and a Net Profit of R\$253.6 million, representing an increase of 10.3% compared to 1Q23. It is worth highlighting the 4.5% reduction in nominal terms in PMSO and the 32.7% increase in EBITDA, driven by the mark-to-market effect of future energy purchase and sale contracts.

In yet another quarter, management was consistent in its prudent allocation of capital, whether distributing proceeds to shareholders or carefully evaluating inorganic opportunities. As part of this strategy, Auren distributed R\$400 million in dividends in the quarter, maintaining financial leverage at around twice the ratio of Net Debt to Adjusted EBITDA.

We remain optimistic and prepared for new deliveries, such as the progress of the Sol de Jaíba solar project, which, on this date, totaled 280 MWac of operating capacity, equivalent to 305 MWp.

Regarding the ESG pillar, in March 2024, we completed two years of Auren and the first year of the launch of our social, environmental and governance strategy. This milestone gives us the opportunity to reflect on the progress made and the positive impact of these initiatives on our organizational culture, reinforcing our

ongoing commitment to responsible and sustainable practices. All the details of our actions are presented in our Annual Report, available on the company's IR website.

Energizing the future requires courage for the new and we are prepared to lead this change. We thank our employees and all our shareholders for their trust in Auren and its management.

Fabio Zanfelice
CEO

Mario Bertoncini
Chief Financial and
Investor Relations Officer

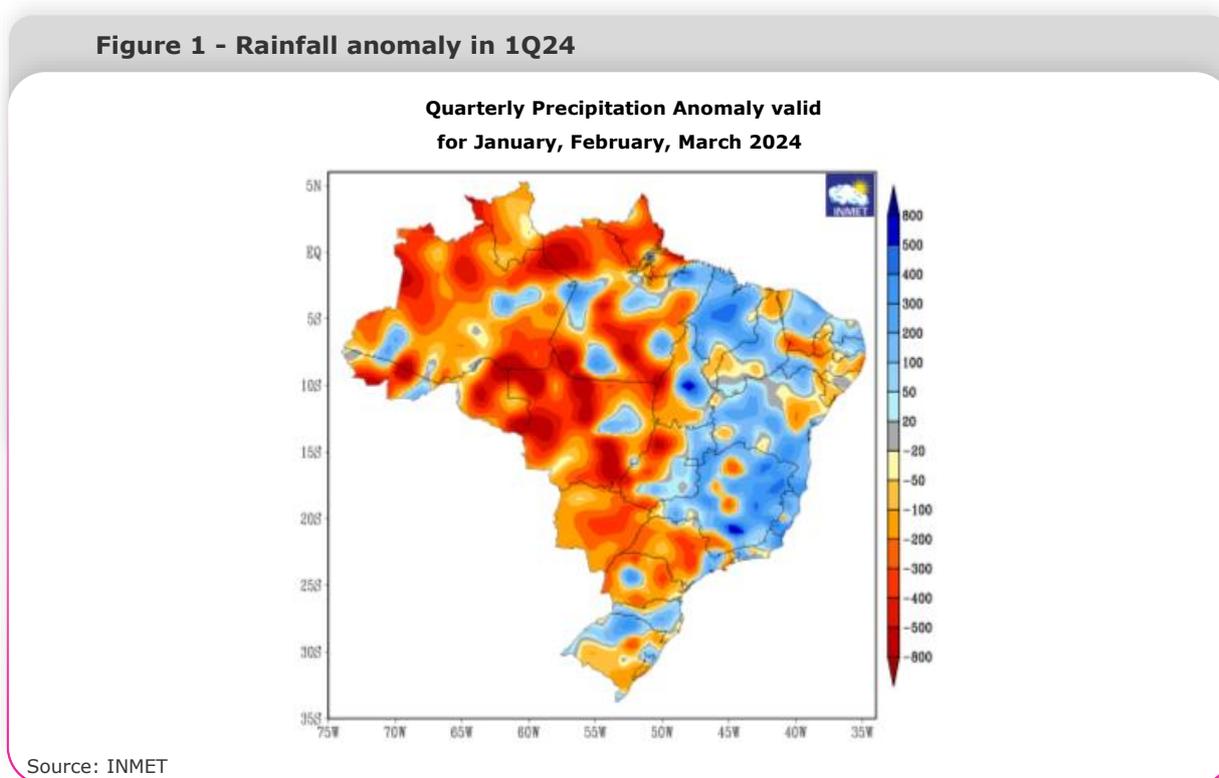


1. Energy Market

The first three months of the year are the period with the highest historical average rainfall in Brazil. This condition is especially notable in the country's southeastern, central-western and northern basins. These months represent the height of the humid period, where the highest rainfall occurs, as a result, a more significant recovery of the reservoirs.

During the first quarter of 2024, with the weakening of the El Niño phenomenon, there was a change in the atmospheric pattern, favoring the occurrence of precipitation in the country Center-North, especially in the Northeast and northern Minas Gerais. However, the rest of the Southeast/Central-West region remained at a disadvantage, which also contributed to the rise in temperature in this area. In several regions rainfall was up to 300 mm below the historical average for the quarter, lower by up to 300mm when compared to the historical average for the quarter.

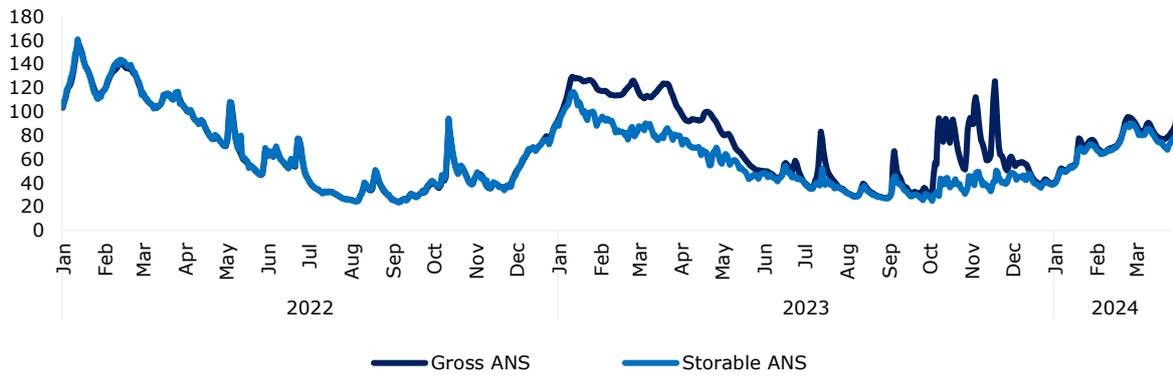
Figure 1 - Rainfall anomaly in 1Q24



For the purposes of Affluent Natural Energy (ENA), the low rainfall performance observed led to one of the worst historical records of Sistema Integrado Nacional - SIN. Gross ENA in 1Q24 was 66% of the Long-Term Average (MLT), which was 39 p.p. lower than in 1Q23.

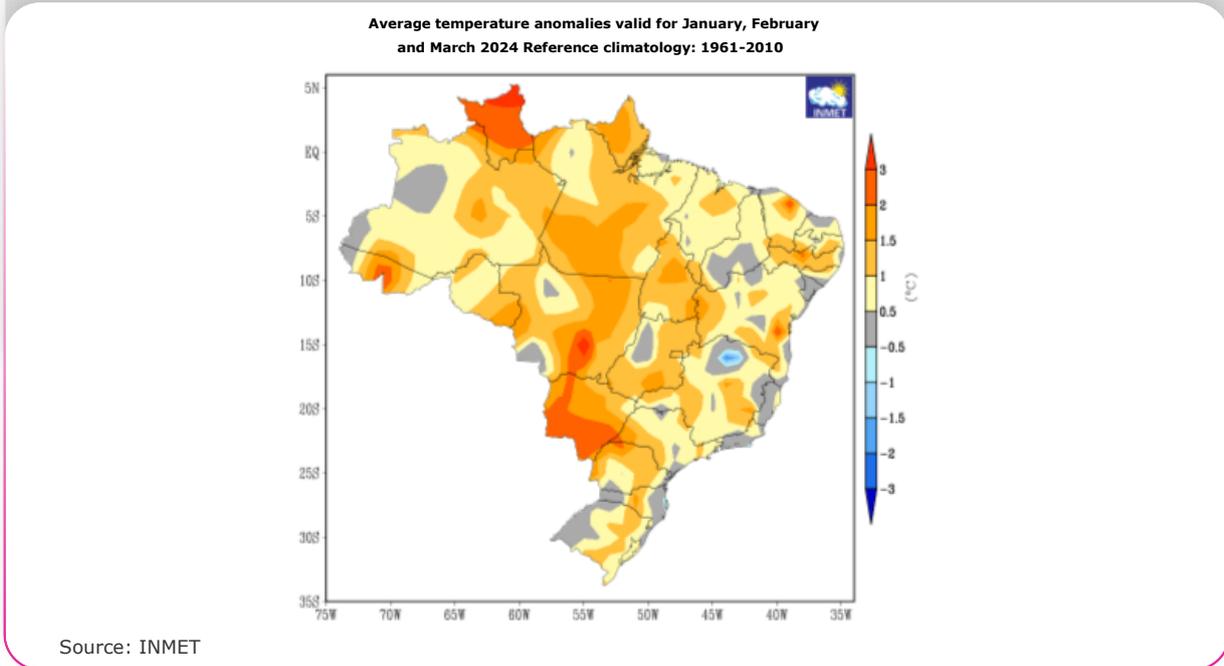
From the point of view of storable ANE, which represents the amount of energy that can be stored in the reservoirs, the average value in the first quarter of 2024 was 63% of the MLT, 3 p.p. below the Gross ANE values, with the biggest deviation observed in March (5 p.p.), caused mainly by the flow in the North subsystem.

Graph 01 - Gross Inflowing Natural Energy and Storage for the entire National Interconnected System (average GW)



Due to the high temperatures, records were also set for the SIN's maximum instantaneous demand, which reached a maximum of 102.5 GW on 15/03/2024. In the state of São Paulo, for example, the average air temperature records exceeded the historical average by up to 4°C in 1Q24. The month of March showed the highest temperature anomaly values in the quarter, with a record of 34.7°C in São Paulo (SP). This record represents the highest temperature in the historical series recorded for March in the state, surpassing the mark of 34.3°C, which occurred in 2012.

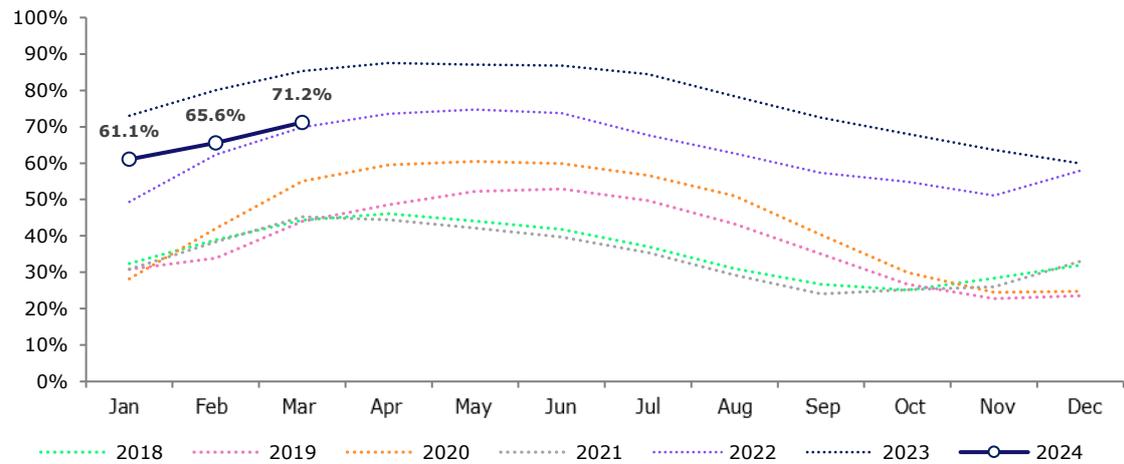
Figure 2 - Average air temperature anomaly in 1Q24



In this sense, in terms of the evolution of the energy load, there was a significant increase in the first quarter of 2024 compared to the same period last year. The figures recorded indicate an increase of 7.4% for 1Q24, equivalent to an average of 5.7 GW more than in 1Q23.

The frustration of rainfall associated with above-average temperatures for most of the country and, consequently, high energy consumption, acted against the recovery of reservoir levels, especially in the Southeast/Central West subsystem. The level of the SIN reservoirs ended 1Q24 at 13.5 p.p. below the level seen at the end of 1Q23.

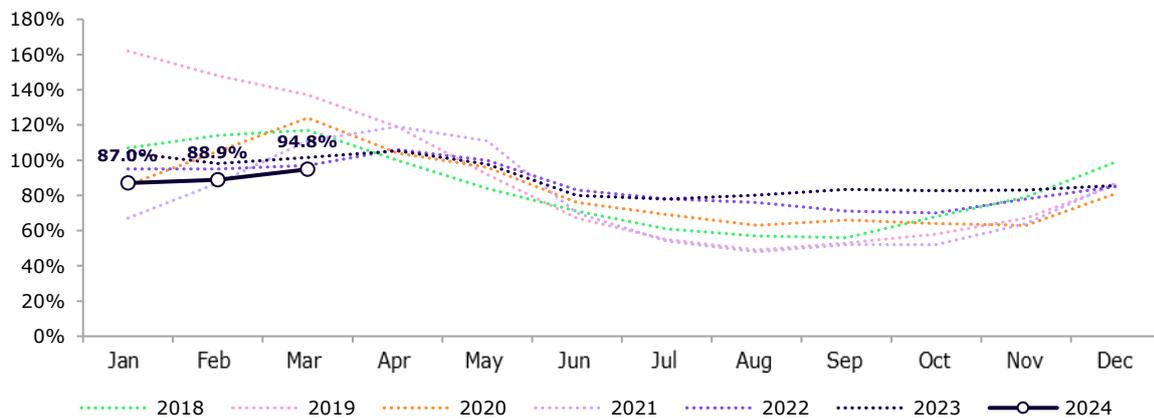
Graph 02 - Reservoir levels throughout the National Interconnected System (% Maximum Stored Energy)



The average Difference Settlement Price (PLD) for 1Q24 was R\$61.13/MWh, slightly above the regulatory floor for 2024 (R\$61.07/MWh), while in 1Q23 the price remained at R\$69.04/MWh, the regulatory floor for that year.

With regard to hydroelectric displacement (MRE Adjustment, or GSF), according to data from the Electricity Trading Chamber (CCEE), the estimated average observed value in 1Q24 was 90.2%, compared to 101.2% in 1Q23. It should be noted that the reduction in the MRE Adjustment Factor is explained by the seasonalization of the physical guarantee declared by the agents participating in the MRE, since total hydroelectric generation was 2.4% higher in 1Q24 than in 1Q23 (56.0 GWm vs 54.7 GWm, respectively).

Graph 03 - Hydroelectric displacement (GSF %)



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	1Q	Year
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	96%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	101%	90%
2024	87%	89%	95%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90%	-

2. Operational Performance

In March 2024, Auren's operational installed capacity totaled 3,238 MW. Of this total, 2,088 MW corresponds to the hydroelectric source, including 548 MW in assets in which the Company has a significant minority stake, 982 MW corresponds to the wind source and 168 MWac corresponds to the solar source, which takes into account the entry into commercial operation of the Sol de Piauí park, adding 48 MWac of installed capacity and the partial entry into commercial operation of Sol de Jaíba, which added 120 MWac of capacity by March 31, 2024.

As of the date of publication of this document, a total of 280 MWac was operational, of which 40 MWac were in test operation and 240 MWac were in commercial operation at Sol de Jaíba.

1.1 Hydroelectric Generation

Energy production at the Porto Primavera HPP reached 916.2 average MW in 1Q24, 2.5% lower than in 1Q23 (939.3 average MW). In 1Q23, the Porto Primavera HPP operated with production 4.6% higher than the seasonal physical guarantee.

In 1Q24, due to rainfall below the climatological average, inflow was lower than the previous year, impacting energy production. Despite the recessionary hydrological scenario, as shown in Table 3, hydroelectric production in 4Q24 remained high since the Settlement Price (PLD), as mentioned in the section before, remained at its minimum value, thus prioritizing hydroelectric generation. In addition, consumption by the National Interconnected System (SIN) in the months of January to March showed significant growth, especially due to high temperatures.

Table 01 - Production of hydroelectric assets in which the Company has a 100% stake

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Energy Generation (MW average)		
			1Q24	1Q23	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1,540.0	886.8	916.2	939.3	-2.5%

Table 02 - Evolution of the outflow from the Porto Primavera HPP

Average Flows (m ³ /s)	1Q24	1Q23	Var. (%)
Turbine Flow ¹	5,203	5,734	-9.2%
Pouring Flow ²	4	3,234	N.M. ³
Total Outflow ⁴	5,207	8,968	-41.9%

In 1Q24, the inflow to the SIN reservoirs, particularly in the Southeast/Central-West subsystem, was lower than in the same period in 2023, due to lower rainfall, which resulted in a reduction in the Natural Energy Inflow, as shown in Table 03.

¹ Plant discharge: flow that goes through the turbines of the plant to generate electricity;

² Spilled flow: flow that goes through the spillways of the hydroelectric plant not generating electricity, including flow from fish ladder;

³ N.M.: Not measurable;

⁴ Released flow: total flow that goes through the plant, being the sum of plant discharge and spilled flow.

Table 03 - Evolution of the Affluent Natural Energy (ENA) of the Southeast/Central-West Subsystem

Period	ENA (MW average)			ENA (% MLT) ⁵	
	2024	2023	Var. (%)	2024	2023
January	37,064	77,841	-52%	56%	119%
February	43,505	73,925	-41%	61%	105%
March	45,864	71,117	-36%	66%	103%
1Q24	42,114	74,307	-43%	61%	109%

Against this backdrop, in order to help preserve the level of the reservoirs of the hydroelectric plants in the Paraná river basin, the Electric Sector Monitoring Committee (CMSE) decided to implement a plan to reduce the outflow from the plants in the cascade, including the Porto Primavera HPP. On March 30, implementation of the plan began, so there was no impact on production in 1Q24.

The average availability index of the plants operated by Auren remained above the reference values established by the National Electric Energy Agency (ANEEL), demonstrating the quality of the operation and maintenance of the assets and the adequate management of operational risks. In 1Q24, the average availability index of the Porto Primavera HPP was 97.0%, 4.7 p.p. higher than the ANEEL reference.

Table 04 - Availability values of plants operated by Auren and reference values adopted by ANEEL

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Number of Generation Units (UG)	UG Unity Capacity (MW)	Verified Availability	ANEEL Reference Values
HPP Porto Primavera	1,540.0	14	110.0	97.0%	92.3%
HPP Picada	50.0	2	25.0	96.5%	94.6%

1.2 Wind Generation

Electricity production at Auren's wind farms amounted to 225.3 average MW in 1Q24, down 22.0% on 1Q23 (288.7 average MW), due to wind conditions that reached lower average speeds than expected.

It is considered a common technical characteristic among certifiers that the first year of the operation of the project has certifications at the 50th percentile (P50) and the 90th percentile (P90) with lower availability, due to the likelihood of uncertainties in operation. In the second year, the certifiers set a new level of availability, need for adjustments to newly installed equipment for permanent operation, which will be used for the entire period of operation until the end of the project's authorization period. It is therefore worth noting that the values of the certified generation for Ventos do Pia II and III changed at the beginning of 2024. In addition, there was also an increase in certification due to the increase in the installed capacity of the Vestas wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW, which also had an impact on the amount of physical guarantee for the parks.

⁵ Long Term Average (LTA, from Portuguese MLT). Information available at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historicodaoperacao/energia_afluente_subsistema.aspx.

Table 05 - Technical characteristics of wind complexes

Wind Complex	Installed Capacity (MW)	Number of wind turbines	Manufacturer	Model	Type of Maintenance Contract
Ventos do Araripe III	357.9	156	GE	2X (2,3 e 2,4MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205.8	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	211.5	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	207.0	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Total	982.2	347	-	-	-

Table 06 - wind complex production

Wind Complex	Physical Guarantee (MW average)	Certification (MW average) Jan – Mar		Power Generation (MW average)		
		P50	P90	1Q24	1Q23	Var. (%)
Ventos do Araripe III ⁽⁷⁾	178.5	95.7	90.4	77.3	98.7	-21.7%
Ventos do Piauí I	106.3	57.7	54.6	43.9	57.1	-23.1%
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	105.7	72.2	67.2	57.1	69.8	-18.1%
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	100.6	67.5	62.7	47.0	63.1	-25.5%
Total	491.1	293.1	275.0	225.3	288.7	-22.0%

As shown in Table 07, aggregate generation in 1Q24 was 23.1% lower than certification at the 50th percentile (P50) and 18.1% lower than certification at the 90th percentile (P90).

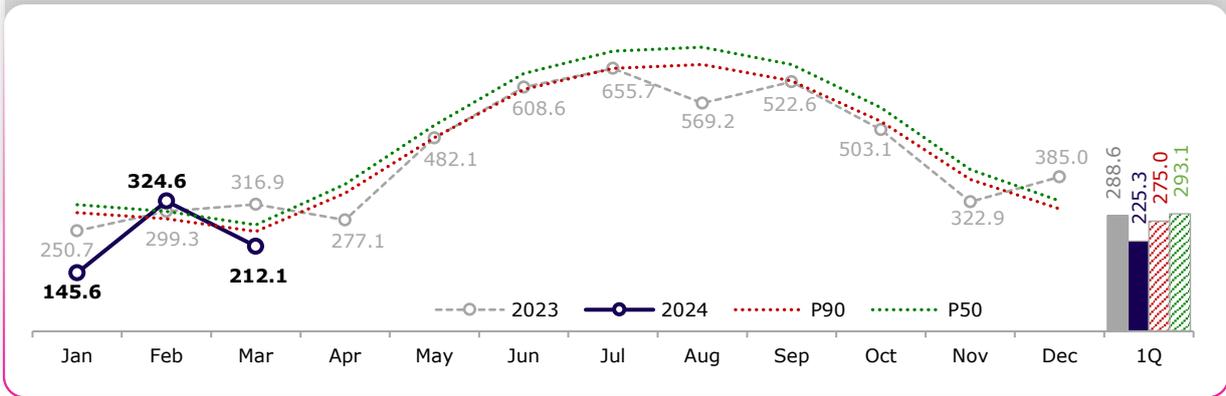
Table 07 - Production performance of wind farms in relation to certification

Wind Complex	Physical Guarantee (MW average)	Certification (MW average) Jan – Mar		Power Generation (MW average) 1Q24	Variation (%) 1Q24	
		P50	P90		P50	P90
		Ventos do Araripe III ⁽⁷⁾	178,5	95,7	90,4	77,3
Ventos do Piauí I	106,3	57,7	54,6	43,9	-23,9%	-19,5%
Ventos do Piauí II ⁽⁶⁾	105,7	72,2	67,2	57,1	-20,9%	-15,1%
Ventos do Piauí III ⁽⁶⁾	100,6	67,5	62,7	47,0	-30,4%	-25,1%
Total	491,1	293,1	275,0	225,3	-23,1%	-18,1%

⁶ For Ventos do Piauí II and III, the installed capacity changed in August 2023, after the technical characteristics of the wind turbines changed from 4.4 MW to 4.5 MW, altering the certification levels.

⁷ Physical Guarantee after revocation of the ordinary review carried out in 2022, through Ordinance No. 2,634 SNT/EP/MME published on October 19, 2023 by the National Secretariat for Energy Transition and Planning of the Ministry of Mines and Energy (MME).

Graph 04 - Wind farms: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

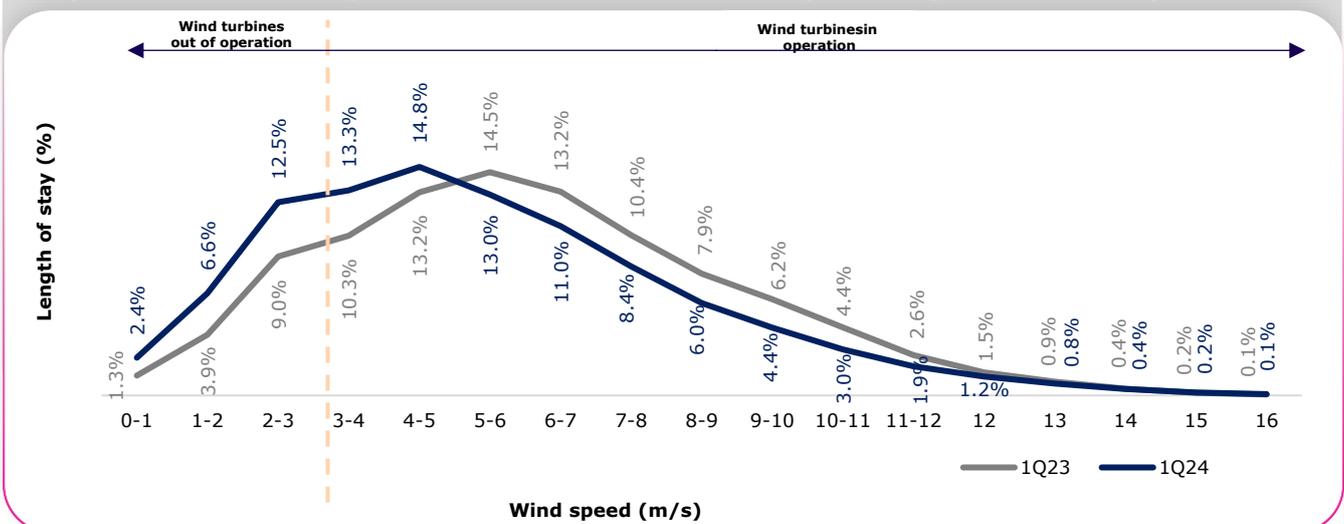


As shown in Graph 01, generation in January and March 2024 was below the P50 and the generation for the same months in 2023. The main factor contributing to the lower-than-expected performance was the low wind speed in the region where the wind farms are located, which ranged from -9.1% to -14.9% of the long-term average.

This is due to the weakening and positioning of the high-pressure system, defined as the South Atlantic Subtropical High (ASAS), which influences wind generation in the Northeast. Normally, this atmospheric high-pressure zone is positioned adjacent to the coast of the Southeast and Northeast of the country, favoring the intensification of surface winds in the Northeast. However, in 1Q24, influenced by the high sea surface temperature in the southern part of the Atlantic Ocean, the system weakened and was mostly located further east, away from the coast, which led to the winds in the region a change in wind behavior and frustration of the wind resource.

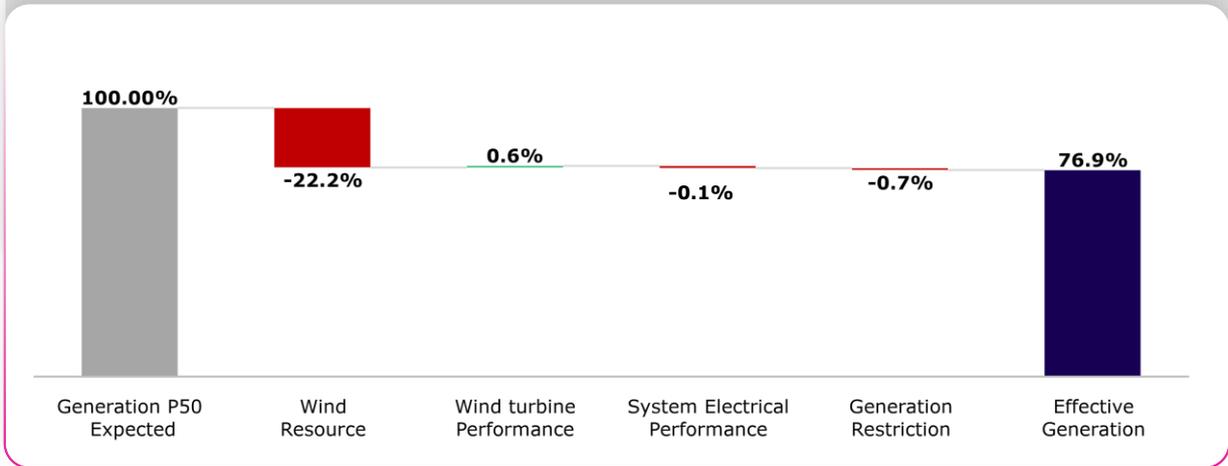
It should be noted that the wind speed recorded in 1Q24 was the worst in the projects' historical series. As well as being less intense, the wind on several occasions remained below 3.0m/s, the minimum value for wind turbines to start producing energy. This condition occurred 22% of the time in 1Q24. In 1Q23, wind turbines were idle for 14% of the period.

Graph 05 - Wind farms: permanence of wind turbines in operation given the wind speed



Despite the wind resource being well below expectations for this first quarter, wind turbines, in turn, performed 0.6% above expectations, and the performance of the electricity system⁸ was below expectations (0.9%) due to scheduled maintenance at substations. The reduction in production caused by generation restrictions (curtailment) accounted for 0.7%.

Graph 06 - Performance of wind farms in 1Q24 when compared to the project's technical parameters with an average generation expectation of P50 on a base of 100



⁸The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnecter substation (230/500kV).

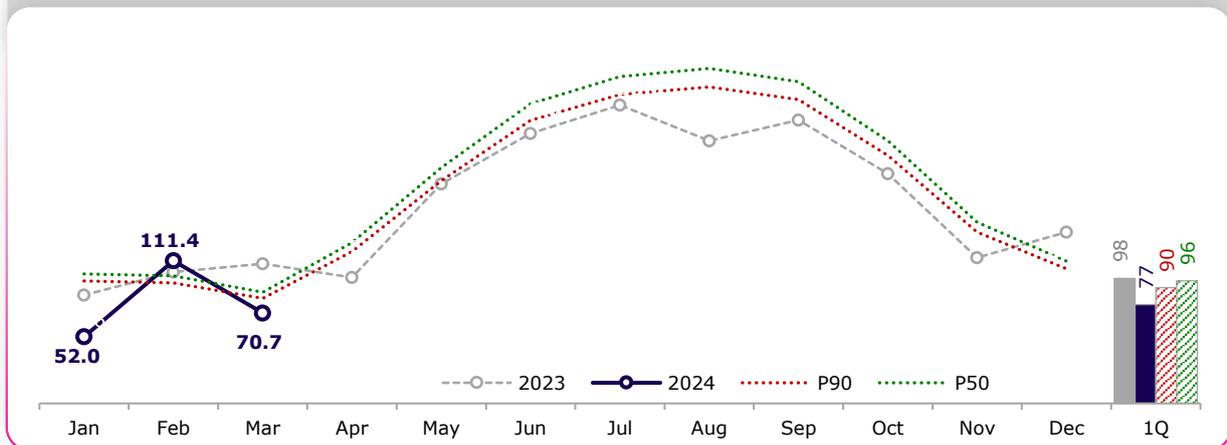
Ventos do Araripe III

In 1Q24, generation from Ventos do Araripe III amounted to 77.3 average MW, 21.7% less than in 1Q23 (98.7 average MW). In relation to expected generation at the 90th percentile (P90), production was 14.5% lower and in relation to expected average generation (P50), it was 19.2% lower, due to the lower-than-expected wind resource for the period.

Table 08 - Production of the Ventos do Araripe III wind complex

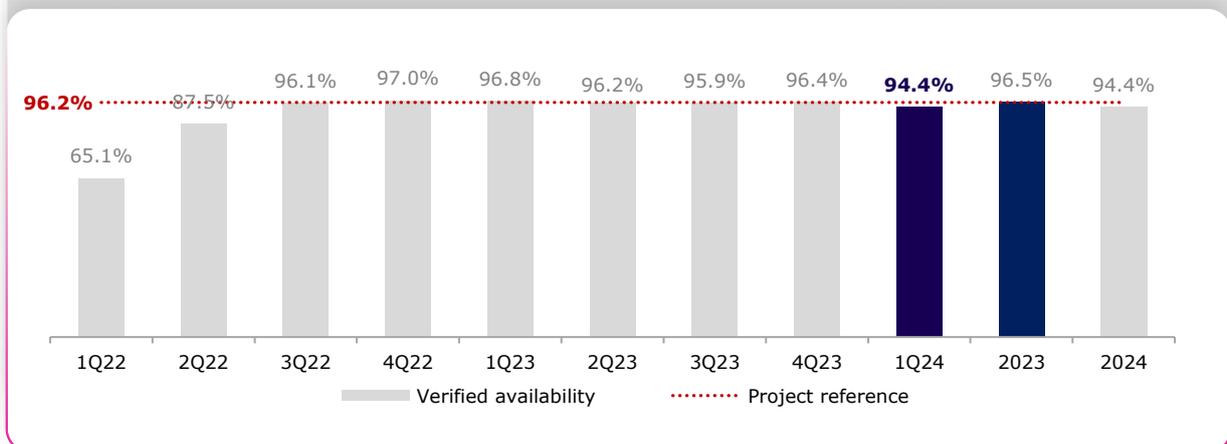
Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	98.7	90.4	9.1%	95.7	3.1%
1Q24	77.3		-14.5%		-19.2%

Graph 07 - Ventos do Araripe III: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

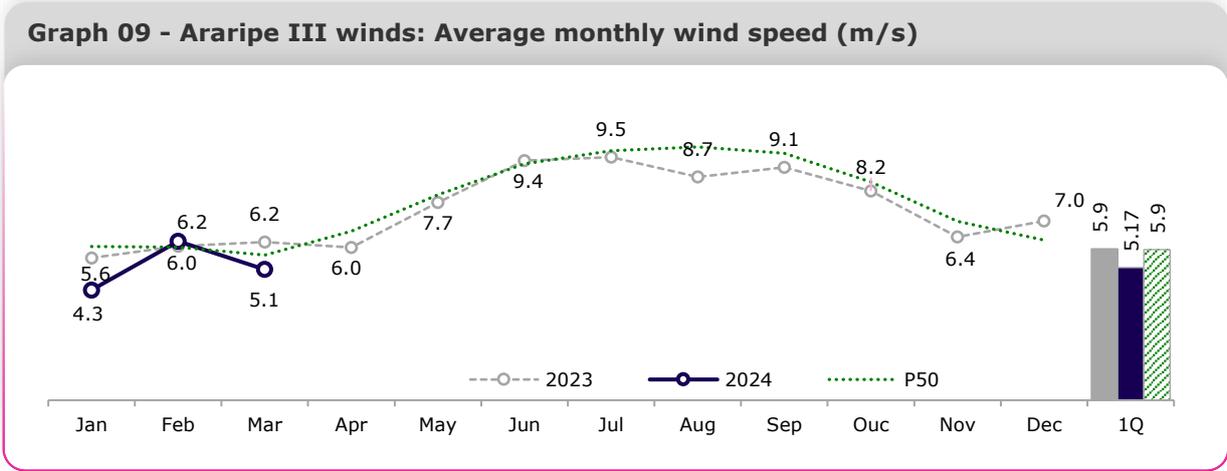


The average time availability index of the complex reached 94.4% in 1Q24, performing below the project benchmark due to general maintenance at the collector substation, scheduled for this period of low wind resource.

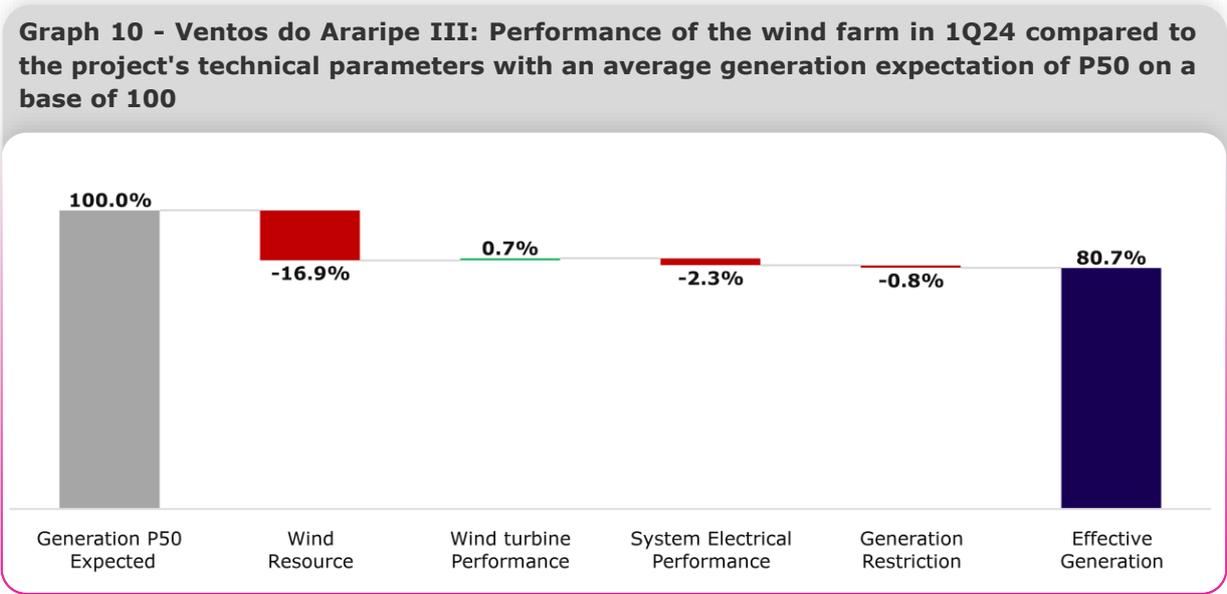
Graph 08 - Araripe III Winds: Average Temporal Availability (%)



In 1Q24, the average wind speed was 5.2 m/s, 12% lower than the 5.9 m/s recorded in 1Q23.



Evaluating the results in terms of the project's technical parameters, the wind resource in 1Q24 was 16.9% below the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on P50). The performance of the wind turbines was 0.7% above the benchmark. The performance of the electricity system⁹ was 2.3% lower than expected, due to general maintenance at the collector substation and shutdowns at SE CNP2. The reduction in production caused by curtailment accounted for 0.8%.



⁹ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).

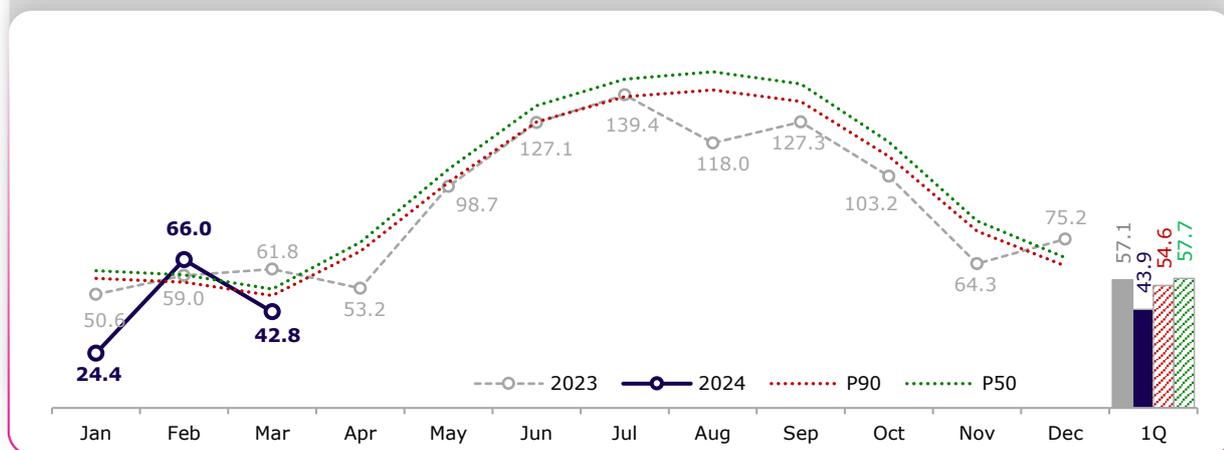
Ventos do Piauí I

In 1Q24, Ventos do Piauí I generated 43.9 average MW, 23.1% less than in 1Q23 (57.1 average MW). In relation to the expected generation at the 90th percentile (P90), production was 19.6% lower and, in relation to the expected average generation (P50), it was 23.9% lower, due to the lower than expected wind resource for the period.

Table 09 - Production of the Ventos do Piauí I wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	57.1	54.6	4.6%	57.7	-1.0%
1Q24	43.9	54.6	-19.6%	57.7	-23.9%

Graph 11 - Ventos do Piauí I: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

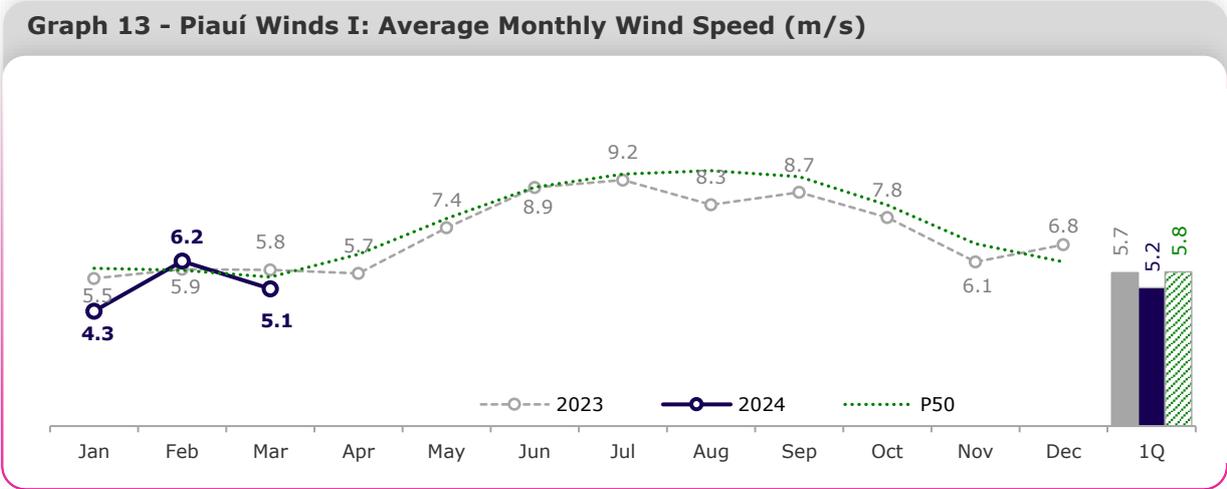


The average time availability index of the Ventos do Piauí I complex reached 96.4% in 1Q24, below the project benchmark due to general maintenance carried out on the collector substation, scheduled for this period of low wind resources.

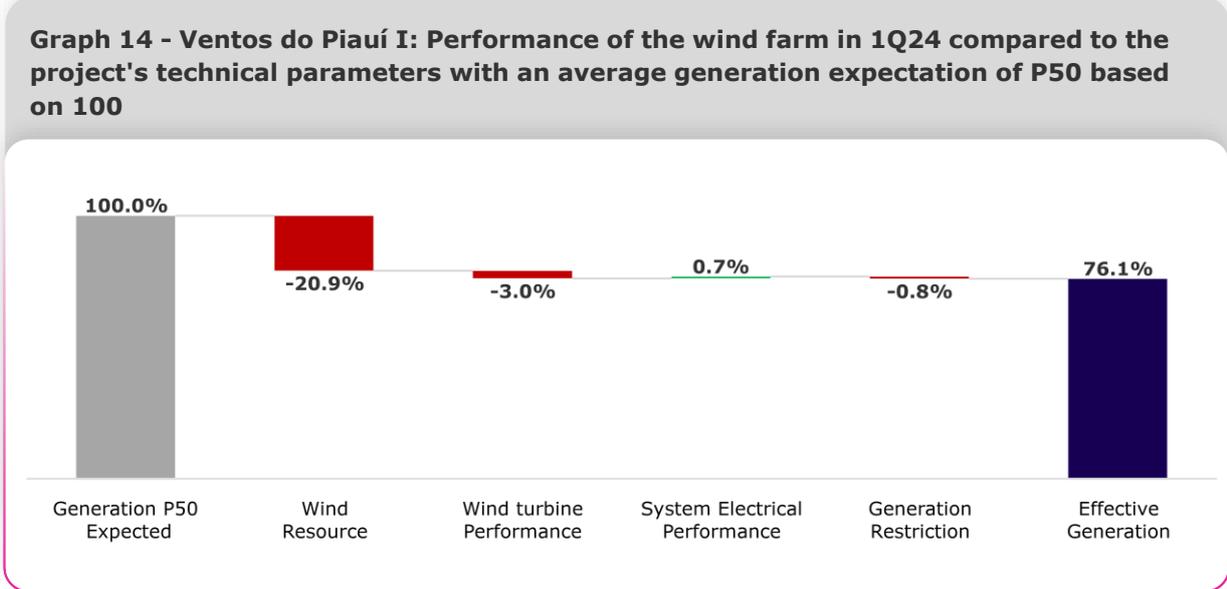
Graph 12 - Piauí Winds I: Average Temporal Availability (%)



In 1Q24, the average wind speed was 5.2 m/s, 9% lower than the 5.7 m/s recorded in 1Q23.



Evaluating the results in terms of the project's technical parameters, the wind resource observed in 1Q24 was 20.9% lower than the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on P50). The performance of the wind turbines was 3% lower than expected, due to the occurrence of winds below the operating range of the wind turbines, as shown in Graph 05. The performance of the park's electrical system¹⁰ was 0.7% higher than expected. Generation restrictions had a negative impact on this quarter's result of 0.8%.



¹⁰ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).

Ventos do Piauí II

In 1Q24, Ventos do Piauí II's generation amounted to 57.1 average MW, 18.1% less than the 69.8 average MW generated in 1Q23. In relation to expected generation at the 90th percentile (P90), production was 15.1% lower and in relation to expected average generation (P50), it was 20.9% lower, due to the lower than expected wind resource for the period.

Table 10 - Quarterly production of the Ventos do Piauí II wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	69.8	60.1	16.2%	69.1	0.9%
1Q24	57.1	67.2 ¹¹	-15.1%	72.2 ¹²	-20.9%

Graph 15 - Ventos do Piauí II: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

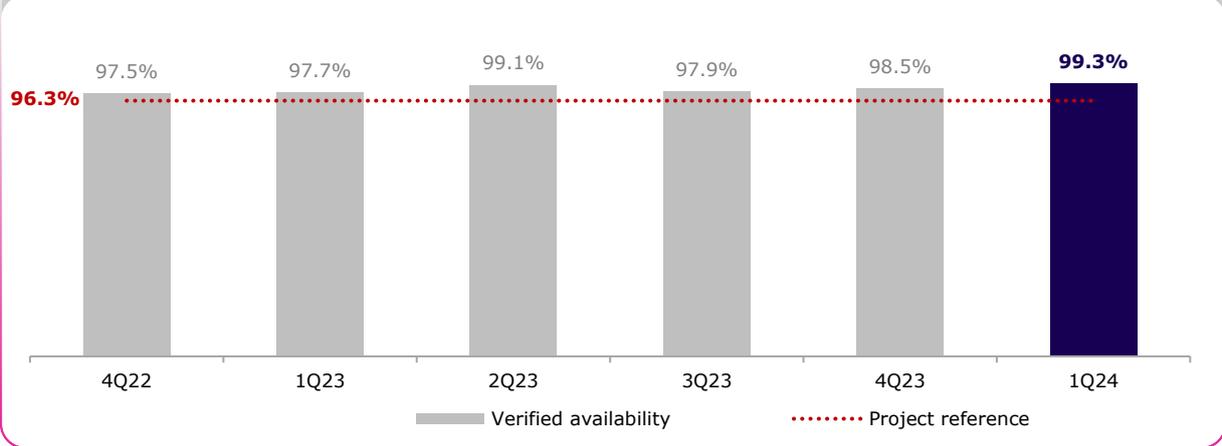


The average time availability index of the complex reached 99.3% in 1Q24, 3.0 p.p. above the project benchmark. In 1Q24, unlike Ventos do Piauí I and Araripe III, the level of availability at Ventos do Piauí II was not affected by the unavailability of the electricity system, since there was no scheduled maintenance shutdown at the collector substation.

¹¹ Increase in the P90 expectation due to the change in the power of the wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW and the use of long-term certification, applied after the 2nd year of operation.

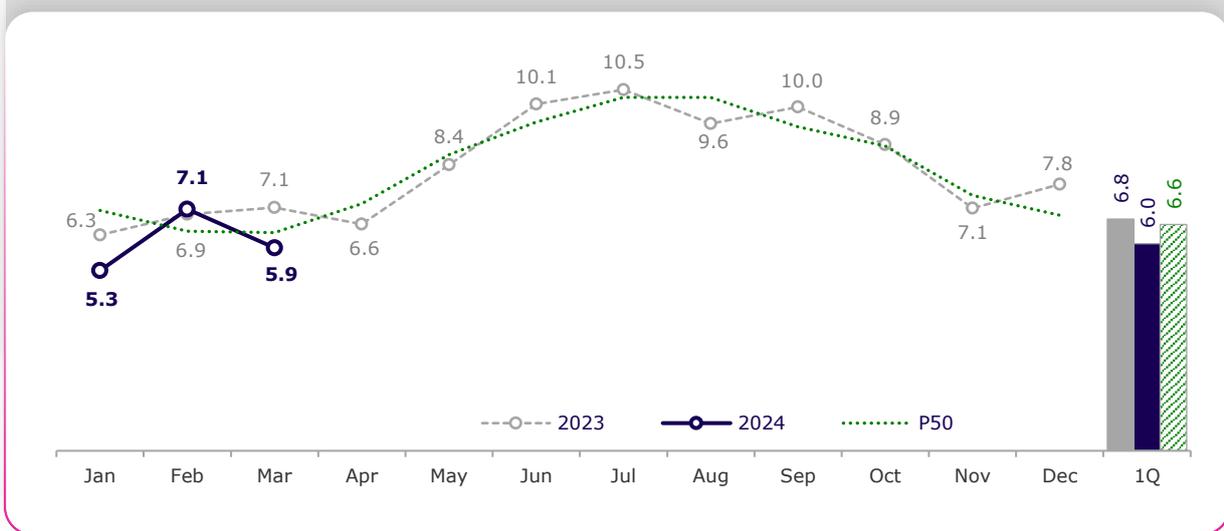
¹² Increase in the P50 expectation due to the change in the power of the wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW and the use of long-term certification, applied after the 2nd year of operation.

Graph 16 - Piauí Winds II: Average Temporal Availability (%)



In 1Q24, the average wind speed was 6.0 m/s, 12% lower than the 6.8 m/s recorded in 1Q23.

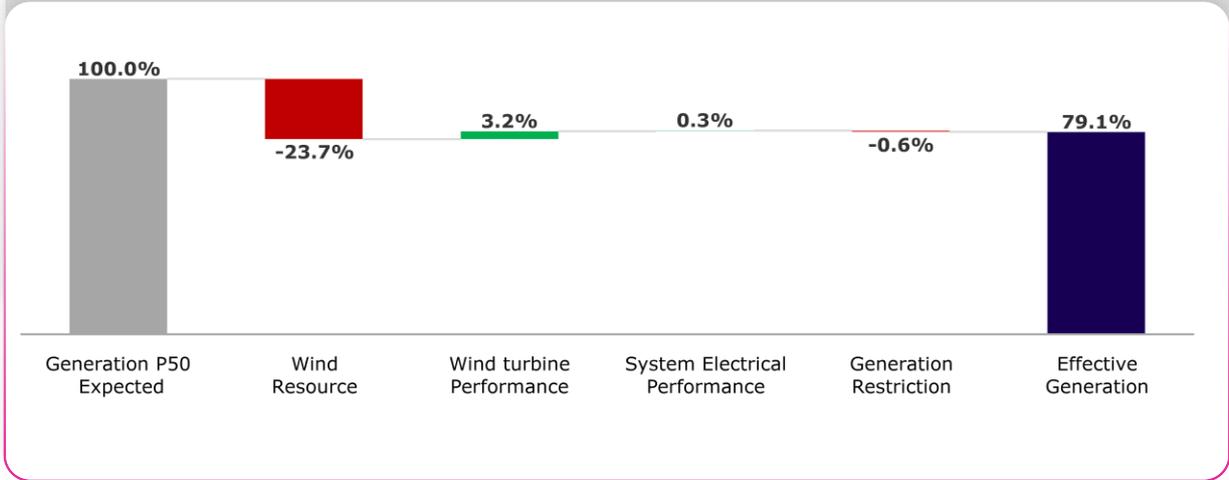
Graph 17 - Winds of Piauí II: Average Monthly Wind Speed (m/s)



Evaluating the results in terms of the project's technical parameters, the wind resource in 1Q24 was 23.7% below the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on P50). The performance of the wind turbines, in turn, was 3.2% higher than expected, while the performance of the park's electrical system¹³ was 0.3% higher than expected. Generation restrictions had a 0.6% negative impact on this quarter's results.

¹³ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).

Graph 18 - Ventos do Piauí II: Performance of the wind farm in 1Q24 compared to the project's technical parameters with an average generation expectation of P50 based on 100



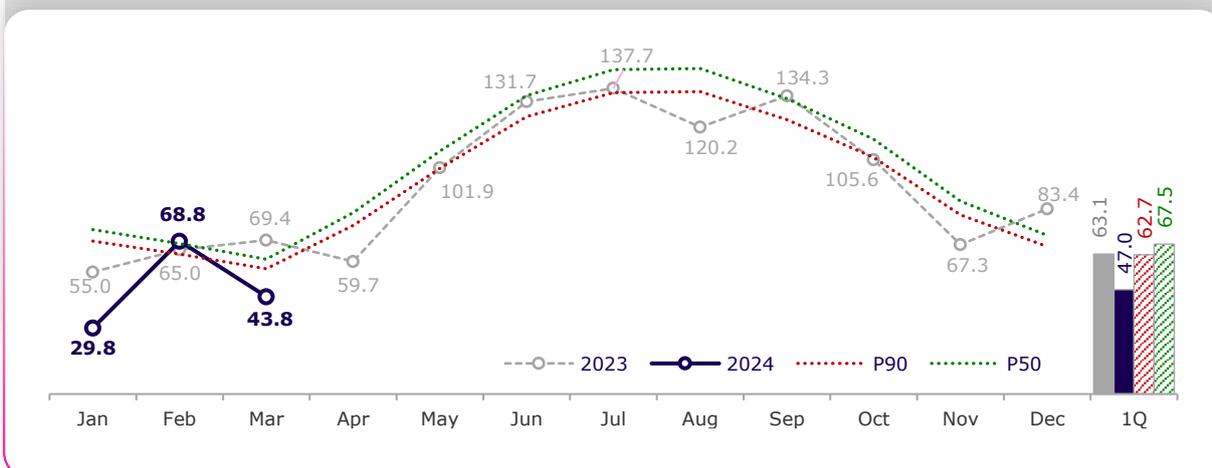
Ventos do Piauí III

In 1Q24, generation from Ventos do Piauí III amounted to 47.0 average MW, down 25.5% on 1Q23. In relation to the expected generation at the 90th percentile (P90), production was 25.1% lower and, in relation to the expected average generation (P50), it was 30.4% lower, due to the lower-than-expected wind resource for the period.

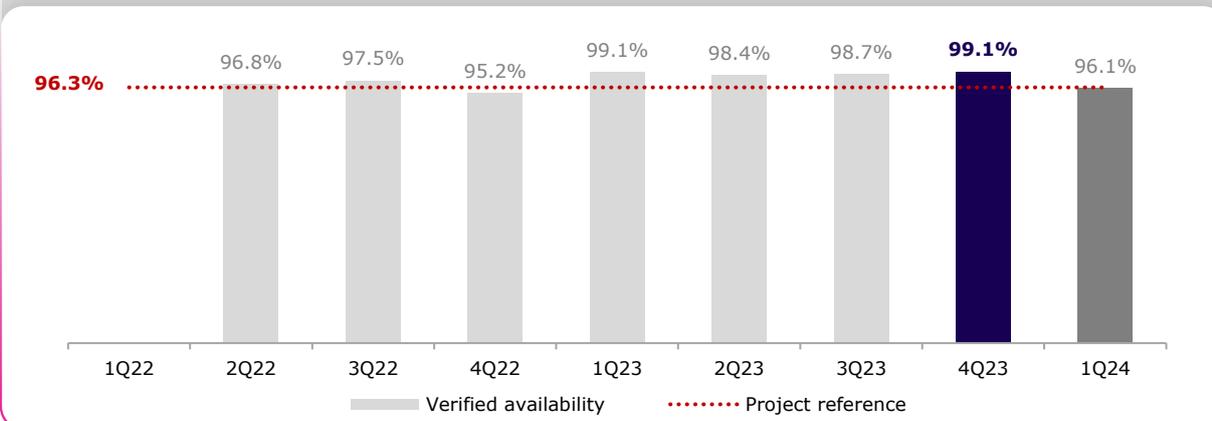
Table 11 - Quarterly production of the Ventos do Piauí III wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	63.1	56.0	12.6%	64.7	-2.6%
1Q24	47.0	62.7	-25.1%	67.5	-30.4%

Graph 19 - Ventos do Piauí III: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

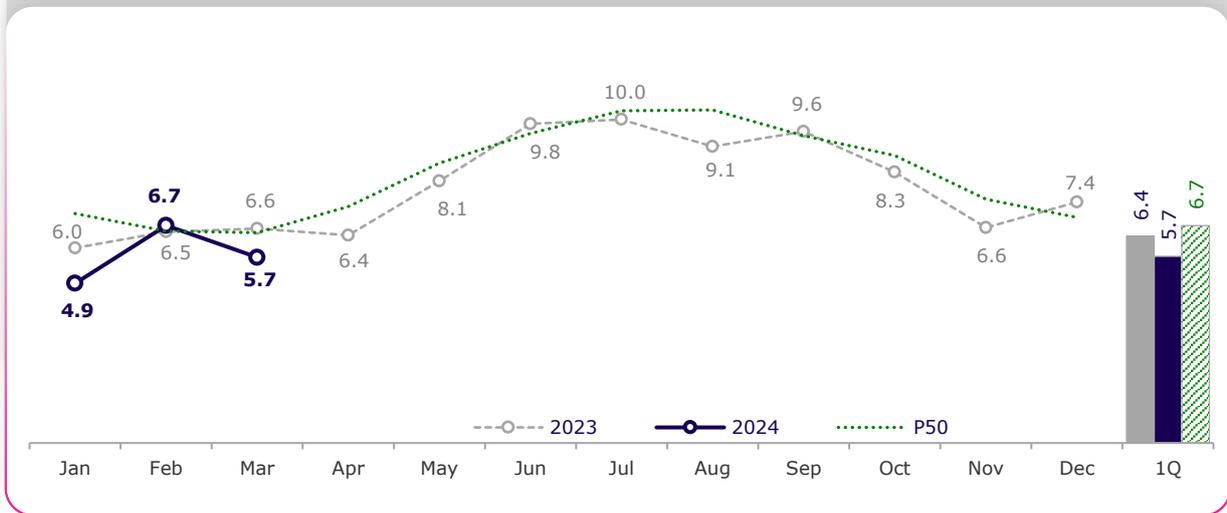


Graph 20 - Piauí Winds III: Average Temporal Availability (%)



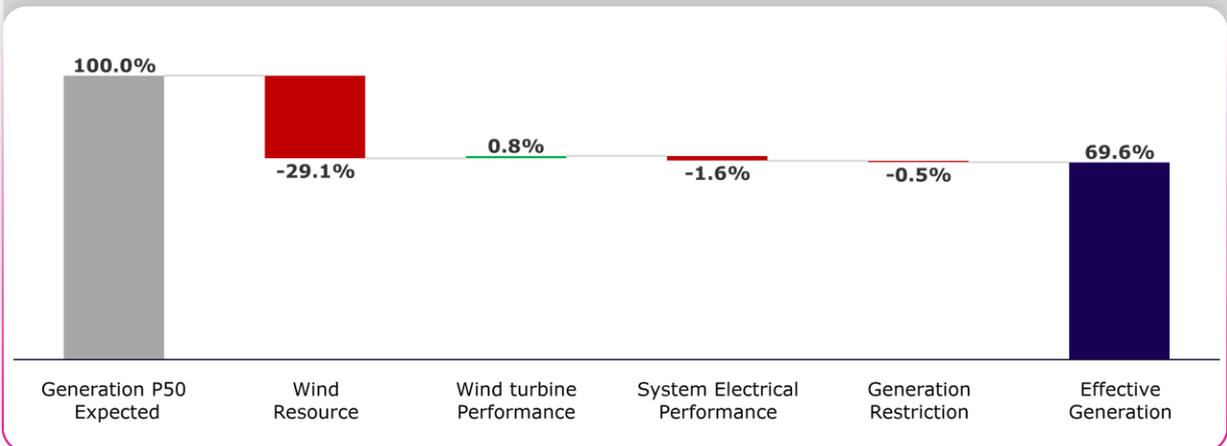
The complex's average time availability index reached 96.1% in 1Q24, below the design reference due to general maintenance at the collector substation. In 1Q24, the average wind speed was 5.7 m/s, 11% lower than the 6.4 m/s recorded in 1Q23.

Graph 21 - Winds of Piauí III: Average Monthly Wind Speed (m/s)



Evaluating the results in terms of the project's technical parameters, the wind resource in 1Q24 was 29.1% below the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on the P50). The performance of the wind turbines, in turn, was 0.8% higher than expected, while the performance of the park's electrical system¹⁴ was 1.6 lower than expected, due to general maintenance at the collector substation. Generation restrictions had a negative impact of 0.5% on this quarter's results.

Graph 22 - Ventos do Piauí III: Performance of the wind farm in 1Q24 compared to the project's technical parameters with an average generation expectation of P50 on a base of 100



¹⁴ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).

1.3 Solar Power Generation

Sol do Piauí Photovoltaic Plant

Sol do Piauí is the first project authorized¹⁵ by ANEEL to operate in association with a wind complex (Ventos do Piauí I in this case), sharing the existing transmission infrastructure (line and substation).

The construction and operation of associated projects also brings benefits to the national electricity system, by making it possible to use the idle capacity of the existing transmission network to inject additional volumes of energy, without the need to make additional investments in reinforcements to the transmission system.

The project began its test operation on November 9, 2023 and, on January 3, 2024, ANEEL published the order authorizing the start of commercial operation of all 48.1 MWac of the project's installed capacity.

Table 12 - Technical characteristics of the solar park

Solar Park	Installed Capacity (MWac)	Inverter manufacturer	Module manufacturer	Number of Modules	Module power	Operation and Maintenance
Sol do Piauí	48.1	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540 W 52.316 de 545 W	Own

Taking into account its design feature of operating in conjunction with the wind farm, the Sol do Piauí plant's design parameters include certified annual generation of 11.1 average MW at the 90th percentile (P90) and 12.3 average MW at the 50th percentile (P50), distributed throughout the year as shown in Table 12.

Table 13 - Certified monthly production for Sol do Piauí

Certified Generation (average MW) - Year 1													
Percentile	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
P50	11.8	11.4	11.5	11.3	11.2	11.0	12.1	13.9	14.4	14.3	12.9	12.2	12.3
P90	10.6	10.3	10.4	10.2	10.1	9.9	10.9	12.6	13.0	12.9	11.6	11.0	11.1

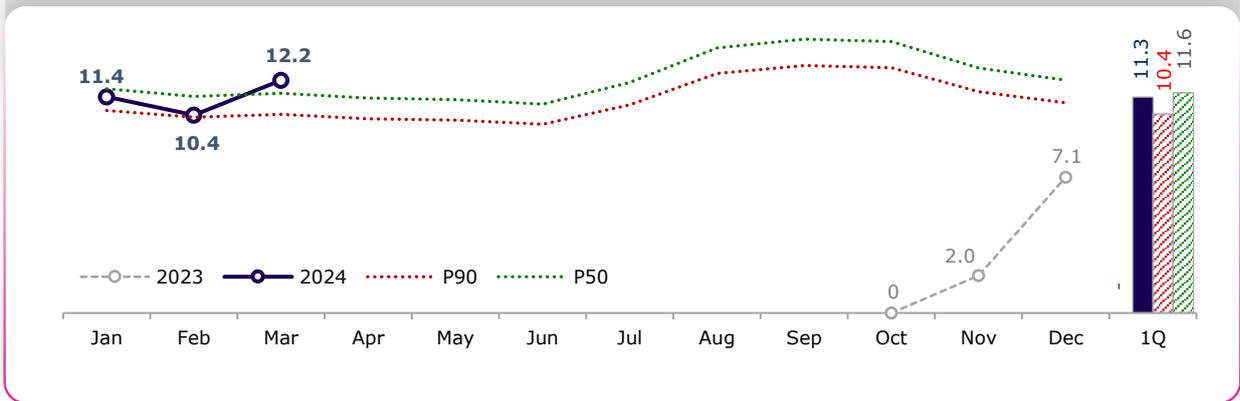
In 1Q24, Piauí's solar generation amounted to 11.3 average MW, 8.5% higher than the generation expected at the 90th percentile (P90) and -1.9% lower than the average generation expected (P50).

Table 14 - Expected certified generation for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)

Period	Generation (MWac)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	-	-	-	-	-
1Q24	11.3	10.4	8.5%	11.6	-1.9%

¹⁵ ANEEL Normative Resolution No. 9.995 of May 18, 2021.

Graph 23 - Sol do Piauí: Energy generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW) (P50) and 90th percentile (P90)



In 1Q24, the Sol do Piauí park achieved a temporal availability of 99.4%, which was above the project's expectations in the first few months of operation, especially in March, when it reached 99.9%. The park's verified availability in 1Q24 was 99.4%, in line with the project's benchmark. Despite the good availability rates, irradiation was slightly lower than expected.

Sol de Jaíba Photovoltaic Plant

The Sol de Jaíba solar photovoltaic complex, with 500 MWac of installed capacity, which is still under construction, began test operations with the first 40 MWac SPE on January 11, 2024, as provided for in its business plan.

The project ended the first quarter of 2024 with 80 MWac in test operation and 120 MWac in commercial operation. As of the date of publication of this document, a total of 240 MWac are already in operation, with 40 MWac in test operation and 200 MWac in commercial operation.

Table 15 - Technical characteristics of the solar park

Solar Park	Installed Capacity (MW)	Inverter manufacturer	Module manufacturer	Number of Modules	Module power	Operation and Maintenance
Sol de Jaíba	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Own

3. Commercial Performance

2.1 Energy Balance

Auren's portfolio of generation assets in operation is made up of projects with an average physical guarantee of 1,741 MW¹⁶ for 2024.

The sale of energy from Auren's generation assets is distributed in contracts signed in the Free Contracting Environment (ACL) and the Regulated Contracting Environment (ACR). Currently, the assets with contracts in the ACR are the Porto Primavera HPP and the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III complexes.

All contract prices in the regulated market are adjusted by the Broad National Consumer Price Index (IPCA) on their respective adjustment dates.

Table 16 shows the company's Energy Balance, as well as information on energy sales prices in the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL).

Table 16 - Energy balance of Auren's own assets

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Physical Guarantee ⁽¹⁾ of Auren's own assets (a)	(MW average)	1,413	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496
Purchases for Resale (b)	(MW average)	2,126	1,624	1,094	733	549	163
Price ⁽²⁾ Purchases for Resale	(R\$ /MWh)	167	187				
Auren's Own Resources (c) = (a) + (b)	(MW average)	3,538	3,119	2,589	2,229	2,045	1,659
ACR Sales (d)	(MW average)	493	493	493	493	599	493
ACL Sales (e)	(MW average)	2,932	2,244	1,772	1,100	887	418
Auren's Own Requirements (f) = (d) + (e)	(MW average)	3,425	2,737	2,265	1,593	1,486	911
Auren's Own Requirements Price ⁽³⁾	(R\$ /MWh)	185	207				
Energy Balance (g) = (c) - (f)	(MW average)	113	382	324	636	559	748
Contract Margin (h) ⁽⁴⁾	(R\$ /MWh)	-	97		113		195

⁽¹⁾ The values take into account:

(i) the physical guarantee of own assets net of the MRE adjustment factor (GSF);

(ii) the amount of 164 average MW relating to solar generation projects, with Sol do Piauí already fully operational and Sol de Jaíba which is under construction and in the process of coming into operation on a staggered basis from January/2024;

(iii) the physical guarantees are net of basic grid losses (a 3% assumption was adopted);

(iv) the physical guarantee subject to hydrological risk (GSF) is 630 average MW, due to the renegotiation of the hydrological risk for the amount of 230 average MW sold in the ACR by the Porto Primavera HPP;

(v) does not consider resources from the Paraibuna HPP.

⁽²⁾ The amounts considered are net of PIS, COFINS and R&D;

⁽³⁾ The amounts considered are net of PIS, COFINS and R&D and include all sales in the ACR and ACL;

⁽⁴⁾ The contracted margin is presented for the year 2025, the average for the three-year period 2026-2028 and the average for the five-year period 2029-2033.

¹⁶ Considers own assets and Auren's stakes in hydroelectric assets, excluding UHE Paraibuna. The total includes Sol do Piauí and the partial entry of Sol de Jaíba.

Table 17 - Breakdown of sales contracts in the regulated environment (ACR)

ACR Sales	Volume (MWm)	Auction Price (R\$ /MWh)	Reference Date	Reajusted Gross Price (R\$ /MWh) ⁽¹⁾	Net Price PIS/COFINS/P&D (R\$ /MWh)
1st LEN - HPP Porto Primavera	148	116	12/01/2005	304.7	273.5
2nd LEN - HPP Porto Primavera	82	125	06/01/2006	323.3	290.1
22th LEN - Ventos do Piauí I	93	190	08/21/2015	296.1	285.3
20th LEN - Ventos do Araripe III	15	145	11/01/2014	243.7	234.8
18th LEN - Ventos do Araripe III	103	127	12/01/2013	225.0	2168
6th LER - Ventos do Araripe III	52	143	10/01/2014	239.1	230.3
Average ACR Prices (R\$ /MWh)				280.7	260.9

⁽¹⁾ Price base date: April 1, 2024.

The amount of the Porto Primavera HPP's physical energy guarantee contracted in the ACR (230 average MW) is protected against exposure to hydrological risk. In return, the company pays a monthly premium of R\$15.85/MWh, in accordance with ANEEL Normative Resolution 684/2015.

Table 18 - Energy Balance of Holdings

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Physical Guarantee of assets (a)	(MW avg)	249	256	256	256	256	256
Purchases (b)	(MW avg)	169	147	147	118	118	118
Resources (c) = (a) + (b)	(MW avg)	418	403	403	373	373	373
ACL Sales (d)	(MW avg)	372	369	369	369	369	369
Requirements (e)	(MW avg)	372	369	369	369	369	369
Energy Balance (f) = (c) - (e)	(MW avg)	46	34	34	4	4	4
Contracted Equity Margin (g)	(R\$ /MWh)	-	158.8		181.8		179.4

Table 19 - Energy Balance of Auren's Consolidated Portfolio (average MW)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Own Resources ⁽¹⁾	3,538	3,119	2,589	2,229	2,045	1,659
Resources Holdings ⁽²⁾	418	403	403	373	373	373
Total Resources (a)	3,956	3,523	2,993	2,602	2,418	2,033
Own Requirements	3,425	2,737	2,265	1,593	1,486	911
Equity Requirements ⁽²⁾	372	369	369	369	369	369
Total Requirements (b)	3,797	3,107	2,634	1,962	1,855	1,280
Consolidated Balance Sheet (c) = (a) – (b)	159	416	358	640	563	752

⁽¹⁾ The values take into account:

(i) the physical guarantee of own assets net of the MRE adjustment factor (GSF);

(ii) the amount of 164 average MW relating to solar generation projects, with Sol do Piauí already fully operational and Sol de Jaíba which is under construction and in the process of coming into operation on a staggered basis from January/2024;

(iii) the physical guarantees are net of basic grid losses (a 3% assumption was adopted);

(iv) the physical guarantee subject to hydrological risk (GSF) is 630 average MW, due to the renegotiation of the hydrological risk for the amount of 230 average MW sold in the ACR by the Porto Primavera HPP;

(v) does not consider resources from the Paraibuna HPP.

⁽²⁾ Consider resources (physical guarantee and purchase contracts) and requirements (sales) equivalent to Auren's economic stake in the assets in which Auren holds a minority stake (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações).

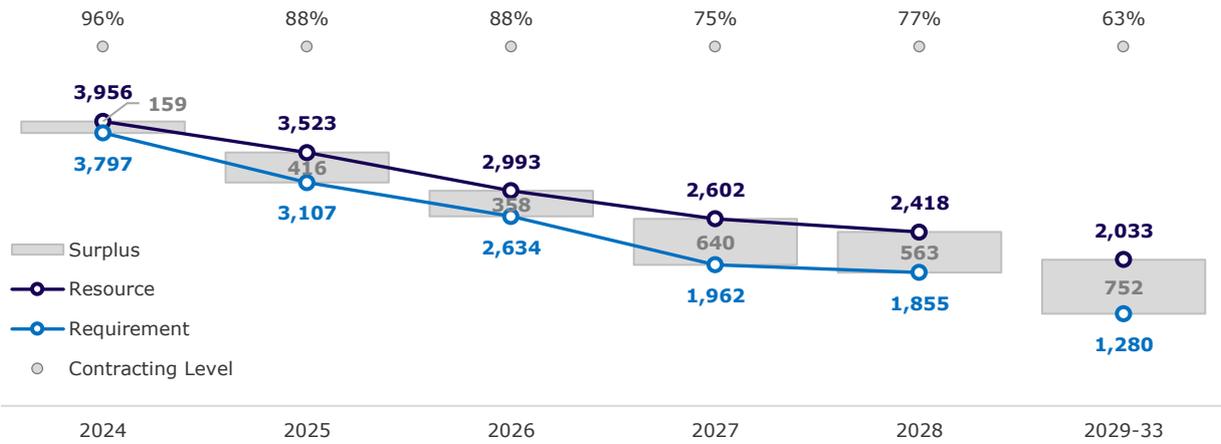
The total portfolio, taking into account the Generation, Trading and assets that Auren holds minority interest segments of the company's own assets, holdings and Commercialization, has a sales volume of close to 3.8 GW on average for the year 2024, which is more than twice Auren's physical guarantee for the same period.

Auren is sticking to its strategy of a high level of contracting in the coming years, and for the period from 2024 to 2026, the average contracting level of the portfolio is approximately 91% of its resource, made up of the total physical guarantee of its assets and energy purchase contracts already signed. It should be noted that for the 2029-2033 horizon, the average contracting level of the consolidated portfolio is 63%.

It is important to mention that this level of contracting does not take into account the amount of energy needed to deal with any impact on the physical guarantee of hydroelectric plants related to hydroelectric displacement (GSF), so net of GSF, the level of contracting would be even higher.

The main change associated with the energy balance when compared to 4Q23 is related to the reduction in purchased exposure (long) by approximately 160 average MW, for the year 2026, and 110 average MW, for the year 2027, as a result of energy sales at average prices between R\$150/MWh and R\$160/MWh.

Graph 24 - Energy balance of Auren's consolidated portfolio (Generation, Marketing and Participations)¹⁷ (average MW)



¹⁷ The following are taken into account: (i) the physical guarantees net of losses in the basic grid, with an assumption of 3%; (ii) the physical guarantee in the Sol do Piauí and Sol de Jaíba projects; and (iii) the volume for 2024 takes into account the entry of Sol de Jaíba and Sol do Piauí; (iv) the amount of physical guarantee equivalent to Auren's stake in the assets in which it holds a minority stake.

3. Financial Performance

The Financial Performance section of this document provides an analysis of the main components of the company's results and balance sheet, presenting an analysis of results by operating segment.

As part of its evolution process, the company has revised the criteria for apportioning expenses and costs with Personnel and Services, which make up the PMSO (Personnel, Materials, Services and Others) and, as of 1Q24, is presenting the Segmented PMSO based on these criteria. Seeking greater transparency, the company makes the PMSO available by segment in its Interactive Spreadsheet, available on the Investor Relations website.

In the Financial Statements, the periods prior to 1Q24 have not been restated, however, for comparison purposes, the figures for the comparative period in this document have been adjusted in light of the same criteria.

The mark-to-market (MTM) of future energy purchase and sale contracts represents the effect of market price variations on the directional long or short trading position, which is one of Auren Comercializadora's main value levers. Over the last few months, Auren Comercializadora has managed to capture, through its positions, the effects of rising market prices, adding an MTM value of R\$ 248.1 million with a positive effect on the mark-to-market of its portfolio in 1Q24.

Table 20 - Financial Highlights

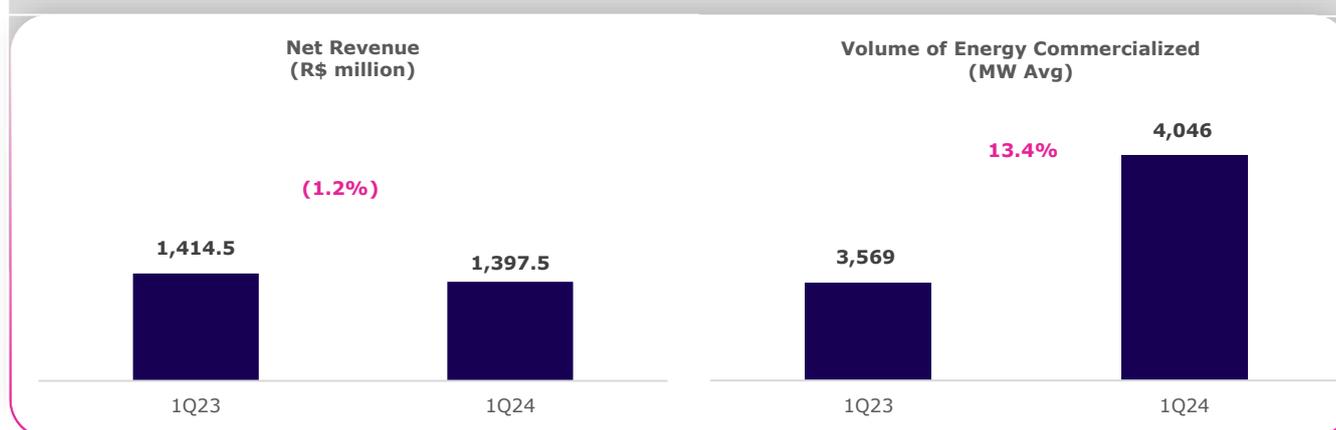
R\$ million	1Q24	1Q23	Var.
Net Revenue	1,397.5	1,414.5	-1.2%
Gross Profit	291.0	331.8	-12.3%
Gross Margin	20.8%	23.5%	-2.7 p.p.
PMSO	(131.1)	(137.4)	-4.5%
EBITDA	599.6	451.9	32.7%
Provision (reversal) for litigation	8.4	(17.3)	N.M.
Energy futures contracts	(248.1)	(38.4)	546.1%
Adjusted EBITDA	360.0	396.2	-9.1%
Adjusted EBITDA Margin	25.8%	28.0%	-2.2 p.p.
Financial Result	(109.0)	(17.2)	534.1%
Net Profit	253.6	230.0	10.3%

4.1 Net Revenue

Net revenue for 1Q24 totaled R\$ 1,397.5 million, a decrease of 1.2% compared to R\$ 1,414.5 million in the same quarter of the previous year, mainly explained by the impacts of the termination of wholesale¹⁸ contracts in the generation segment, partially offset by the 13.4% increase in the volume of energy traded in the period (4,046 average MW in 1Q24 versus 3,569 average MW in 1Q23). The effects between Auren's business segments are explained below:

- (a) **Hydroelectric Generation:** a reduction of R\$ 13.8 million or 4.2% versus 1Q23 (R\$ 311.5 million in 1Q24 versus R\$ 325.4 million in 1Q23), mainly due to the reduction in prices charged, as a result of the termination of wholesale contracts;
- (b) **Wind Generation:** growth of R\$ 6.2 million or 3.2% compared to 1Q23 (R\$ 201.9 million in 1Q24 versus R\$ 195.7 million in 1Q23), mainly explained by the increase in the volume of sales in long-term contracts (R\$ 21.7 million), the better result in the sale of carbon credits (R\$ 6.0 million) and the readjustment of contracts for inflation (R\$ 2.5 million), effects partially offset by a higher provision for multi-year reimbursement for contracts in the Regulated Contracting Environment (ACR) due to lower generation in the quarter (R\$ 23.9 million);
- (c) **Solar Power Generation:** revenue of R\$ 11.3 million in 1Q24, explained by the entry into commercial operation of the full capacity of the Sol do Piauí photovoltaic project and the partial entry of Sol de Jaíba;
- (d) **Trading:** an increase of R\$ 74.6 million or 7.3% compared to 1Q23, totaling R\$ 1,094.0 million versus R\$ 1,019.4 million in 1Q23, mainly due to the 21.8% increase in the volume of energy sold, totaling 3,434 average MW in 1Q24 versus 2,820 average MW in 1Q23;
- (e) **Eliminations:** an increase in eliminations of R\$ 95.2 million compared to 1Q23, mainly due to the increase in the volume of energy in intercompany operations.

Graph 25 - Net Revenue and Volume of Energy Sold in the Quarter



The Profit and Loss Account for the year, detailing the breakdown of net revenue by segment, is available in the "Appendices" section of this document.

¹⁸ Wholesale contracts: contracts classified outside the scope of CPC 48, since they continue to be held for the purpose of receiving or delivering a non-financial item and are not marked to market.

4.2 Operating Costs and Expenses

Operating costs¹⁹ and expenses in 1Q24 decreased by R\$ 166.7 million or 14.7% compared to 1Q23 (R\$ 964.3 million in 1Q24 versus R\$ 1,131.0 million in 1Q23), mainly due to the positive effect of marking energy futures contracts to market in the line of other operating income and expenses and the reduction in PMSO costs and expenses, partially offset by the higher cost of purchasing energy due to the higher volumes of energy trading operations and higher charges for use of the electricity grid due mainly to the start-up of solar projects.

The main effects on the business segments and further details are explained below:

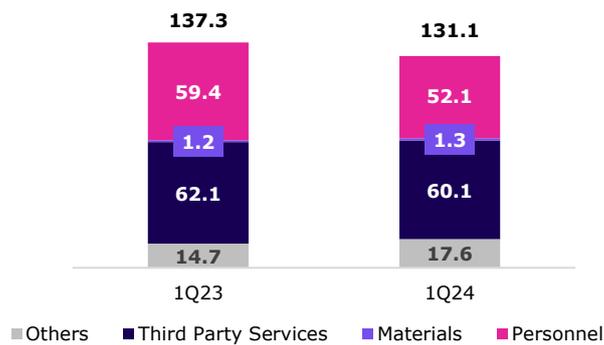
- (a) **Power Purchase Costs:** an increase of R\$ 13.9 million or 1.7% compared to 1Q23 (R\$ 827.9 million in 1Q24 versus R\$ 814.0 million in 1Q23), explained by:
- **Hydroelectric Generation:** a reduction of R\$ 6.2 million in energy purchased compared to 1Q23, due to the termination of energy purchase contracts;
 - **Wind Generation:** a reduction of R\$ 3.0 million in energy purchased compared to 1Q23, due to the need to purchase to equalize the ballast balance of wind farms in 2023, mainly as a result of the revision of the physical guarantee of Ventos do Araripe III;
 - **Solar Power Generation:** an impact of R\$ 2.0 million in 1Q24, due to the commercial start-up of Sol do Piauí and the partial start-up of the Sol de Jaíba complex, requiring contracts to equalize the energy balance;
 - **Trading:** an increase of R\$ 97.9 million or 10.6% (R\$ 1,024.5 million in 1Q24 versus R\$ 926.6 million in 1Q23), mainly due to the higher volume of energy trading operations, albeit at lower prices than in the same period of the previous year;
 - **Intercompany Eliminations:** higher elimination effect of R\$ 95.2 million in 1Q24 (R\$ 221.1 million in 1Q24 versus R\$ 125.9 million in 1Q23), due to the increase in the volume of energy sold in intercompany operations. More details of these operations are available in the "Important Information" section.
- (b) **Charges for Use of the Electricity Grid:** charges totaled R\$ 78.6 million in the period (versus R\$ 67.9 million in 1Q23), representing an increase of 15.8% in relation to 1Q23, mainly due to inflation effects for the parks already in operation and also due to the start-up of the Sol de Jaíba complex;
- (c) **PMSO Costs and Expenses²⁰:** a reduction of R\$ 6.2 million in nominal values or 4.5%, totaling R\$ 131.1 million in 1Q24 versus R\$ 137.3 million in 1Q23, as explained below. Disregarding the impact of inflation for the period of approximately R\$ 6.3 million, there would have been a reduction of R\$ 12.2 million in real values or 9% in 1Q24 compared to the same quarter of the previous year.
- **Personnel (P):** reduction of R\$ 7.3 million or 12.2% nominal, mainly explained by non-recurring expenses incurred in 1Q23 related to terminations. Personnel expenses totaled R\$ 52.1 million in 1Q24 versus R\$ 59.4 million in 1Q23;

¹⁹ Total Operating Costs and Expenses include: Power Purchase Costs, Electricity Grid Usage Charges, Operating Costs, General and Administrative Expenses and Other Operating Income (Expenses), net.

²⁰ The analysis of PMSO expenses includes the Operating Costs and General and Administrative Expenses items presented in the Segmented Income Statement, available in the "Appendices" section of this document, excluding Other Income and Expenses. It is worth noting that Other Operating Income (Expenses) has been adjusted and is now considered outside the PMSO.

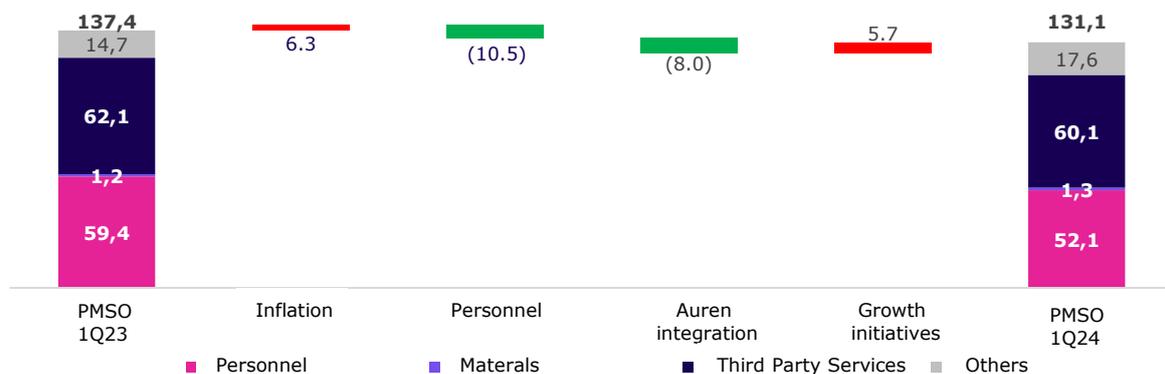
- **Materials and Third-party Services (MS):** a reduction of R\$ 1.8 million or 2.9% nominal (R\$ 61.4 million in 1Q24 versus R\$ 63.2 million in 1Q23), mainly due to operation and maintenance expenses related to the Paraibuna operation in 1Q23;
- (d) **Other (O):** an increase of R\$ 2.9 million or 19.6% nominal in the comparison between the quarters, mainly explained by higher insurance expenses.

Graph 26 - PMSO expenses (R\$ million)



The main effects of the variation in the PMSO between 1Q23 and 1Q24 are explained in graph 29 below:

Graph 27 - PMSO expenses in 1Q24 in real terms (R\$ million)



- (e) **Depreciation and Amortization:** reduction of R\$ 1.9 million or 1.2% (R\$ 166.4 million in 1Q24 versus R\$ 168.3 million in 1Q23), stable in the comparison between the periods;
- (f) **Other Income and Expenses²¹:** revenue of R\$ 239.7 million in 1Q24 versus revenue of R\$ 56.5 million in 1Q23. The variation between the periods is mainly explained by the increase of R\$ 209.7 million in the marking to market of energy futures contracts in 1Q24 versus 1Q23,

²¹ Other income and expenses mainly include mark-to-market (MtM) of energy futures contracts and provision (reversal) for litigation.

partially offset by the negative variation of R\$ 25.7 million in the expense linked to the provision for litigation (provision of R\$ 8.4 million in 1Q24 versus reversal of R\$ 17.3 million in 1Q23).

4.3 Adjusted EBITDA

Table 21 - Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA

R\$ million	1Q24	1Q23	Var.
EBITDA	599.6	451.9	32.7%
Provision (reversal) for litigation	8.4	(17.3)	N.M.
Energy futures contracts	(248.1)	(38.4)	546.1%
Adjusted EBITDA	360.0	396.2	-9.1%
Adjusted EBITDA Margin	25.8%	28.0%	-2.2 p.p.

Adjusted EBITDA totaled R\$ 360.0 million in 1Q24, a reduction of 9.1% in relation to the R\$ 396.2 million reported in 1Q23, with an Adjusted EBITDA margin of 25.8% versus 28.0% in 1Q23, which implies a negative variation of -2.2 p.p. The variation in Adjusted EBITDA can be explained mainly by:

- (a) Hydroelectric Generation:** reduction of 8.3% or R\$ 18.5 million in Adjusted EBITDA for the period (R\$ 205.8 million in 1Q24 versus R\$ 224.4 million in 1Q23), mainly due to the reduction in prices charged, as a result of the termination of wholesale contracts²²;
- (b) Wind Generation:** increase of 1.6% or R\$ 2.1 million, totaling an Adjusted EBITDA of R\$ 130.0 million in 1Q24 versus R\$ 127.9 million in 1Q23. This increase is mainly attributable to the growth in revenue from the sale of energy from Ventos do Piauí II and III, although it was partially offset by the drop in generation;
- (c) Solar Power Generation:** an increase of R\$ 3.1 million, due to the entry into commercial operation of the Sol do Piauí and partially Sol de Jaíba photovoltaic projects;
- (d) Trading:** reduction of R\$ 24.8 million in 1Q24, explained by the negative effect of the seasonality of energy purchase contracts (R\$ 40 million) offset by better results in the sale of carbon credits of R\$ 9.5 million, totaling an Adjusted EBITDA of R\$ 50.2 million in 1Q24 versus R\$ 75.0 million in 1Q23;
- (e) Holding and Pipeline:** Adjusted EBITDA stable in the comparison between the periods representing - R\$ 29.2 million in 1Q24 versus - R\$ 31.1 million in 1Q23.

Table 22 - Adjusted EBITDA by segment

R\$ million	1Q24	1Q23	Var.
Hydroelectric Generation	205.8	224.4	-8.3%
Wind Generation	130.0	127.9	1.6%
Solar Generation	3.1	-	N.M.
Commercialization	50.2	75.0	-33.1%
Holding and Pipeline	(29.2)	(31.1)	-6.1%
Adjusted EBITDA	360.0	396.2	-9.1%
Adjusted EBITDA Margin	25.8%	28.0%	-2.2 p.p.

²² Wholesale contracts: contracts classified outside the scope of CPC 48, since they continue to be held for the purpose of receiving or delivering a non-financial item, and are not marked to market.

Graph 28 - Adjusted EBITDA performance



4.4 Financial Results

Table 23 - Consolidated Financial Result

R\$ millions	1Q24	1Q23	Var.
Financial Income	149.9	254.8	-41.2%
Financial Expenses	(258.8)	(272.0)	-4.9%
Net Financial Result	(109.0)	(17.2)	534.1%

In 1Q24, the net financial result was a net expense of R\$ 109.0 million, versus a net expense of R\$ 17.2 million in 1Q23, due to:

- (a) **Financial Income:** a reduction of R\$ 105.0 million or 41.2% in financial revenue in the quarter (R\$ 149.9 million in 1Q24 versus R\$ 254.8 million in 1Q23), mainly due to the recognition of the monetary restatement relating to the indemnification of the Três Irmãos HPP, in the amount of R\$ 134.7 million in 1Q23;
- (b) **Financial Expenses:** reduction of R\$ 13.2 million or 4.9% compared to 1Q23, totaling R\$ 258.8 million in 1Q24 versus R\$ 272.0 million in 1Q23, mainly explained by lower monetary restatement on debts and lower interest expenses on Vivest actuarial liabilities.

4.5 Net Income

Table 24 - Consolidated Net Profit

R\$ millions	1Q24	1Q23	Var.
EBITDA	599.6	451.9	32.7%
Depreciation, amortization and amortization of capital gains	(166.4)	(168.3)	-1.2%
Net financial result	(109.0)	(17.2)	534.1%
IR/CS	(137.2)	(66.6)	105.9%
Equity method	66.6	30.2	120.2%
Net income	253.6	230.0	10.3%

Net income in 1Q24 totaled R\$ 253.6 million, versus R\$ 230.0 million in 1Q23, as a result of:

- (a) EBITDA:** Consolidated EBITDA (pre-adjustments) of R\$ 599.6 million in 1Q24, an increase of R\$ 147.8 million or 32.7% in relation to the R\$ 451.9 million recorded in 1Q23, mainly due to:
 - R\$ 248.1 million related to the positive mark-to-market effect on energy sales contracts due to the increase in the average price of energy in the long-term market in 1Q24;
 - R\$ 3.1 million associated with the entry into commercial operation of the Sol do Piauí and partially Sol de Jaíba photovoltaic complexes;
- (b) Financial Result:** reduction of R\$ 91.8 million in the net financial result compared to 1Q23, attributable to the monetary restatement of the indemnity for the Três Irmãos HPP recognized in 1Q23;
- (c) Income Tax and Social Contribution (IR/CS):** an increase of R\$ 70.6 million compared to 1Q23 (R\$ 137.2 million in 1Q24 versus R\$ 66.6 million in 1Q23), mainly due to the increase in consolidated EBITDA in 1Q24, as mentioned above;
- (d) Equity accounting:** an increase of R\$ 36.3 million compared to 1Q23 (R\$ 66.6 million in 1Q24 versus R\$ 30.2 million in 1Q23), due to the higher net income of the investees.

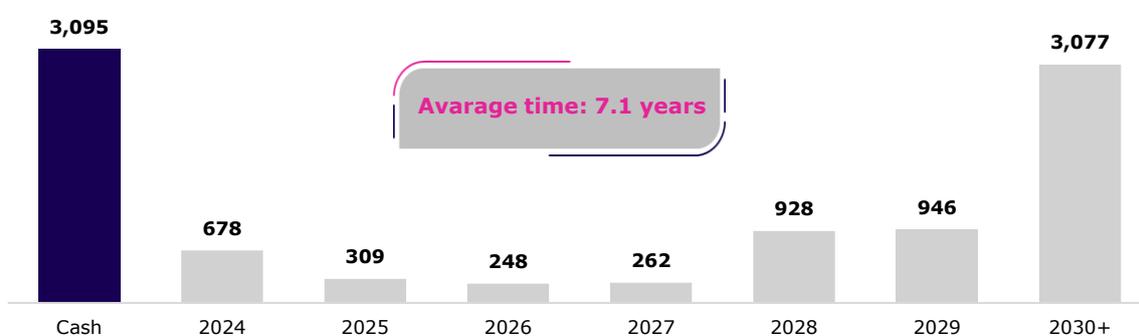
4.6 Debt

The company's gross indebtedness at the end of March 2024 totaled R\$ 6.5 billion, compared to R\$ 6.4 billion at the end of December 2023, which corresponds to an increase of R\$ 100 million between the periods, mainly explained by the funds raised to finance the Sol de Jaíba photovoltaic project.

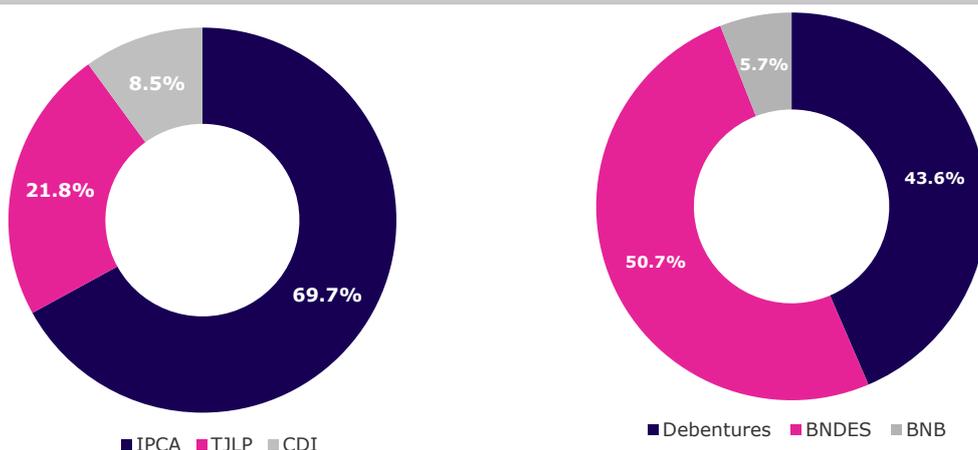
The balance of cash, cash equivalents and financial investments at the end of the first quarter of 2024 totaled R\$ 3,094.6 million, which implies a reduction of R\$ 143.8 million compared to R\$ 3,238.4 million in December 2023.

On March 31, 2024, the company's consolidated net debt totaled R\$ 3.4 billion, with an average term of 7.1 years and an average pre-fixed cost of the portfolio of 10.6% p.a. (IPCA +4.4% p.a. or CDI -0.1% p.a.). Financial leverage, measured by the ratio of net debt to Adjusted EBITDA, reached 1.96x, representing an increase of 0.17x compared to the 1.79x recorded in December.

Graph 29 - Gross Debt Principal Repayment Schedule (R\$ million)



Graph 30 - Gross Debt Profile (%)



The tables detailing the indebtedness and composition of the Company's debt portfolio are available in the "Appendices" section of this document, as well as the credit ratings of the Company, its subsidiaries and its debt instruments.

4.7 Free Cash Flow

Table 25 - Consolidated Free Cash Flow

R\$ millions	1Q24	1Q23	Var.
Adjusted EBITDA	360.0	396.2	-9.1%
IR/CS Cash	(23.1)	(59.0)	-61.0%
Working Capital and Others	95.9	50.5	90.0%
CAPEX Sustaining	(8.3)	(5.5)	52.5%
Operating Cash Flow	424.5	382.1	11.1%
Debt Service	(95.2)	(83.9)	13.5%
Operating Cash Flow after Debt Service	329.2	298.2	10.4%
CAPEX Projects	(88.1)	(277.0)	-68.2%
Payment of legal disputes, obligations and agreements	(10.5)	(36.4)	-71.2%
Funding	90.0	225.6	-60.1%
Amortization	(55.2)	(39.1)	41.2%
Share Capital Increase	(9.3)	-	-
Dividends	(399.9)	-	-
Free Cash Flow	(143.8)	171.4	-183.9%
Initial Cash Balance	3,238.4	3,231.3	0.2%
Ending cash balance	3,094.6	3,402.7	-9.1%
Liquidity Fund - Reserve Account	184.6	152.8	20.8%
Ending Cash Balance + Reserve Account	3,279.2	3,555.5	-7.8%

The variation in free cash flow between 1Q24 and 1Q23 is mainly explained by:

- (a) **Working Capital and Other:** an increase of R\$ 45.4 million in the quarter (R\$ 95.9 million in 1Q24 versus R\$ 50.5 million in 1Q23), mainly explained by: (i) R\$ 79.8 million in advance payments for long-term ACL contracts, (ii) a decrease of R\$ 37.2 million due to the start of payments of annual and four-yearly reimbursements for ACR contracts for wind farms in 2024, and (iii) an increase of R\$ 19.7 million due to post-employment benefit payments in the period;
- (b) **Project CAPEX:** disbursement of R\$ 88.1 million in 1Q24, mainly due to the progress of the construction of the Sol de Jaíba project;
- (c) **Payment of litigation, liabilities and judicial settlements:** disbursement of R\$ 10.5 million in 1Q24, reflecting a reduction of R\$ 25.9 million compared to 1Q23, mainly due to the decrease in the amount of the company's litigation liabilities.

4. Events After the Reporting Period

- **13th issue by subsidiary CESP**

On March 21, 2024, the subsidiary CESP announced the public offering of the 13th issue of simple debentures, not convertible into shares, of the unsecured type, in a single series, for public distribution, in the total amount of R\$ 1.1 billion and a term of ten years, thus maturing on April 15, 2034. On April 15, 2024, the bookbuilding procedure was concluded and the remuneration of the debentures was set at a rate of IPCA + 6.1661% per year. Settlement of this issue took place on April 18, 2024.

- **2nd issue by Auren**

On April 17, 2024, the Company announced the public offering of the 2nd issue of simple debentures, not convertible into shares, of the unsecured type, in a single series, for public distribution, aimed exclusively at professional investors, in the total amount of R\$ 400,000 and with a term of ten years, thus maturing on April 15, 2034. On April 30, 2024, the bookbuilding procedure was concluded and the remuneration of the debentures was set at a rate of IPCA + 6.2980% per year. Settlement of this issue took place on May 3, 2024.

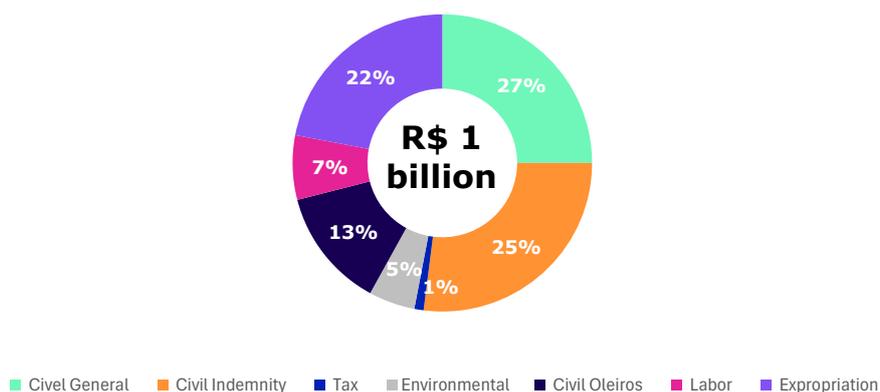
6. Contingent Liability

The disclosure of Auren's litigation liabilities, in line with best market practices, includes the amount involved in lawsuits whose estimated loss is probable and possible.

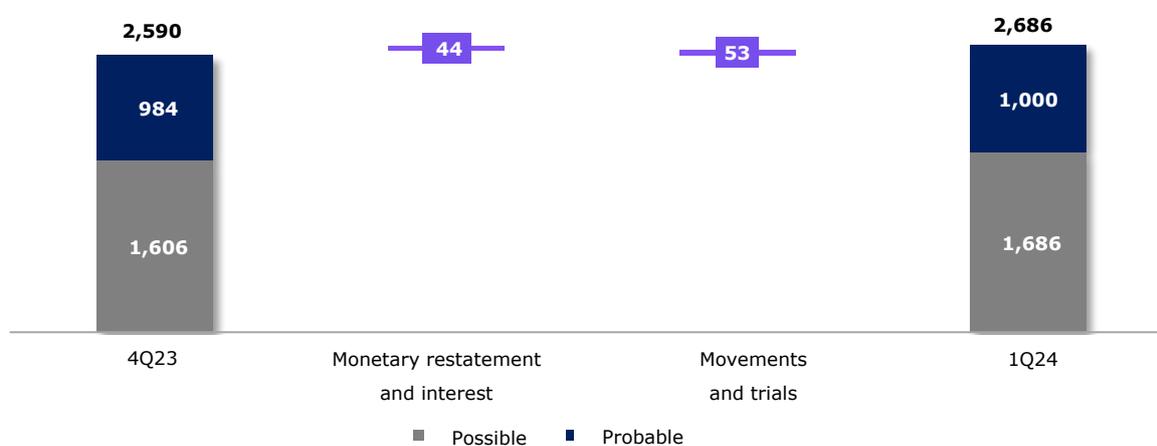
Currently, the Company is party to lawsuits that represent a liability contingency of R\$ 999.7 million with a probability of loss estimated as probable and the amount of R\$ 1,686.2 million classified with a probability of loss estimated as possible.

From the end of 2023 to March 2024, there was an increase of R\$ 15.3 million in probable litigation liabilities, due to interest and monetary restatement of the lawsuits. As for possible liabilities, there was an increase of R\$ 80.4 million, partly as a result of interest and monetary restatement of the lawsuits and partly as a result of recalculations and adjustments necessary in the light of procedural developments, mainly in civil and regulatory cases.

Graph 31 - Profile of Litigation Probable Liabilities (% Total)



Graph 32 - Evolution of Litigation Liabilities (R\$ million)



The company emphasizes that the value of litigation liabilities is subject to constant reassessment, precisely because its measurement is linked to the company's best risk prognosis, including the progress of the lawsuits themselves.

7. Regulatory Topics

7.1 Capacity Reserve Auction 2024

In March 2024, the Ministry of Mines and Energy (MME), by means of Order No. 775/GM/MME of 2024, opened Public Consultation No. 160/2024 with the aim of discussing the guidelines for holding the 2024 Capacity Reserve Auction in the form of Power (LRCAP).

The competition is scheduled to take place on August 30, 2024 and you can take part:

- New or existing thermoelectric plant without operational inflexibility, respecting the maximum limit of Unit Variable Cost (R\$/MWh), to be defined after the public consultation;
- Expansion of the installed capacity of existing centrally-dispatched hydroelectric plants that have not been extended or tendered under the terms of Law No. 12.783/2013 (excludes listed projects).

This is an important milestone for investors, signaling the government's real interest in promoting the contracting of resources with operational flexibility to meet systemic needs, not only through thermoelectric plants, but also through the expansion of existing hydroelectric capacity. The inclusion of hydroelectric plants in the tender is an important recognition of their potential to add dispatchable generation with a rapid response to the system.

According to a survey carried out by the Energy Research Company (EPE), there is currently a potential of around 7.2 GW of power expansion from the expansion of existing hydroelectric plants, many with civil structures already built, which could add capacity to meet the system's peak periods at competitive prices. These include the Porto Primavera HPP, which has the potential to add 440 MW to the system by motorizing 4 new generating units in existing wells that are idle.

Three products are being offered in this auction:

- Thermal Power 2027: 7-year contract starting in July/2027
- Thermal Power 2028: 15-year contract starting in January/2028
- Hydroelectric Power 2028: 15-year contract starting in January/2028

The revenue will come from the payment of a fixed installment (R\$/year), adjusted annually by the IPCA, to be paid in twelve monthly installments, subject to reduction if the performance of the equipment does not meet the minimum availability defined at the time of contracting.

Auren is engaged in discussions to contribute to Public Consultation No. 160/2024, with the aim of collaborating in the construction of the regulatory framework, which is essential for holding the auction and making hydroelectric participation viable.

7.2 Reduction in the minimum flow of the Porto Primavera HPP

In order to help preserve the level of the reservoirs of the hydroelectric plants in the Paraná River basin, the Ministry of Mines and Energy (MME) recommended to the Electric Sector Monitoring Committee (CMSE), at a meeting held on March 6, 2024, that the minimum flow rate of the Porto Primavera HPP be reduced from the current 4,600 m³/s to 3,900 m³/s. This recommendation was accepted and approved by the CMSE.

In order to comply with the measure, CESP has asked IBAMA to comment on the conditions necessary to comply with the decision. The company will have to carry out continuous environmental monitoring, particularly with regard to the environmental conditions of the stretch of river immediately downstream of the Porto Primavera HPP and the proper operation of the fish transfer system.

7.3 Publication of the Physical Guarantees for the Sol do Jaíba Photovoltaic Complex

Ordinance No. 2739/SNTEP/MME of March 6, 2024 published the Physical Guarantees for the Sol do Jaíba Photovoltaic Complex, which total 152 average MW.

These values are published by the Ministry of Mines and Energy (MME), after calculations by the Energy Research Company (EPE), in accordance with the methodology established in MME Order No. 101/2016.

8. Important Information

8.1 Segmentation of results

The segmentation of the results reflects:

- **Hydroelectric Generation:** segment composed of the companies CESP Geradora and other hydroelectric assets in which Auren has an indirect 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 in the Company's consolidated financial statements;
- **Wind generation:** segment made up of the Ventos do Araripe III and Ventos do Piauí I, II and III wind complexes;
- **Solar Power Generation:** segment made up of the Sol do Piauí companies and other companies in the Sol de Jaíba complex that are already in commercial operation;
- **Trading:** segment made up of Auren Comercializadora and CESP Comercializadora;
- **Holding and Pipeline:** segment made up of the company's corporate structure and other projects in the structuring and construction phase, such as the companies that are not yet in the commercial operation phase of the Sol de Jaíba project.

To download the spreadsheet with the segmented results, [click here](#).

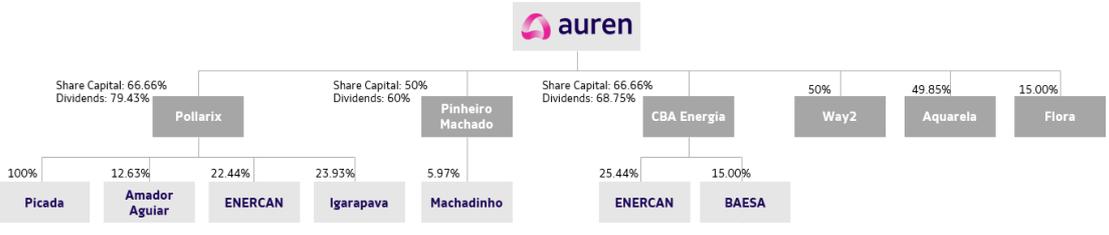
8.2 Equity equivalence

The results that make up the equity accounted for by the company come from indirect equity stakes in hydroelectric assets (CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado) and in the companies Way2, Aquarela and Flora Energia.

The eliminations presented in the consolidated result, in addition to the intercompany operations mentioned in the previous topic, include the results of each of the companies in which Auren holds a stake and which are consolidated for the purposes of the financial statements, as in the cases of CESP, Auren Comercializadora, the Ventos do Araripe III and Ventos do Piauí I, II and III wind complex companies, Sol do Piauí and Sol de Jaíba, essentially.

The minority stakes held by Auren in the companies CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado and the stakes held by Auren Comercializadora in the companies Way2, Aquarela and Flora Energia are not eliminated for accounting purposes as they do not meet the criteria for consolidating their stakes.

Figure 03 - Company's indirect shareholdings ²³



²³ Base date: March 2024.

9. Appendices

Appendix 01 - Income Statement and Adjusted EBITDA 1Q24 vs. 1Q23 - Segmented View

R\$ mil	Consolidated			Hydroelectric Generation			Wind Power Generation			Solar Generation		Comercialization			Holding and pipeline			Elimination		
	1Q24	1Q23	Var. %	1Q24	1Q23	Var. %	1Q24	1Q23	Var. %	1Q24	1Q23	1Q24	1Q23	Var. %	1Q24	1Q23	Var. %	1Q24	1Q23	Var. %
Gross Revenue	1,594,880	1,627,353	-2.0%	364,740	378,385	-3.6%	210,032	205,369	2.3%	12,074	-	1,246,496	1,179,702	5.7%	-	-	-	(238,462)	(136,103)	75.2%
Net Revenue	1,397,531	1,414,510	-1.2%	311,527	325,353	-4.2%	201,911	195,671	3.2%	11,263	-	1,093,955	1,019,390	7.3%	-	-	-	(221,125)	(125,904)	75.6%
Purchased energy costs	(827,899)	(813,962)	1.7%	(14,037)	(7,861)	78.6%	(8,449)	(5,433)	55.5%	(1,967)	-	(1,024,571)	(926,572)	10.6%	-	-	-	221,125	125,904	75.6%
Charges for Use of the Power Grid	(78,581)	(67,858)	15.8%	(55,750)	(54,306)	2.7%	(13,095)	(13,552)	-3.4%	(3,846)	-	-	-	-	(5,890)	-	-	-	-	-
Operating costs	(47,424)	(46,467)	2.1%	(9,771)	(11,974)	-18.4%	(37,239)	(34,493)	8.0%	(414)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation and Amortization	(152,601)	(154,379)	-1.2%	(94,142)	(97,057)	-3.0%	(58,389)	(57,322)	1.9%	(70)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gross profit (loss)	291,026	331,844	-12.3%	137,827	154,155	-10.6%	84,739	84,871	-0.2%	4,966	-	69,384	92,818	-25.2%	(5,890)	-	-	-	-	-
General and administrative expenses	(83,713)	(90,880)	-7.9%	(27,256)	(28,880)	-5.6%	(13,020)	(13,654)	-4.6%	(1,718)	-	(19,222)	(18,667)	3.0%	(22,496)	(29,679)	-24.2%	-	-	-
Depreciation and Amortization	(13,780)	(13,948)	-1.2%	(694)	(660)	5.2%	(1,672)	(1,545)	8.2%	-	-	(893)	(586)	52.4%	(10,521)	(11,157)	-5.7%	-	-	-
Operating revenues (expenses)	239,730	56,539	324.0%	(6,894)	19,354	N.M.	(129)	(648)	-80.1%	(211)	-	113,699	66,345	71.4%	(1,159)	(1,380)	-16.0%	134,424	(27,132)	N.M.
Operating profit before equity investments and financial results	433,263	283,555	52.8%	102,983	143,969	-28.5%	69,918	69,024	1.3%	3,037	-	162,968	139,910	16.5%	(40,066)	(42,216)	-5.1%	134,424	(27,132)	N.M.
Equity income	66,578	30,229	120.2%	66,444	29,836	122.7%	-	-	-	-	-	134	393	-65.9%	88,720	(17,907)	N.M.	(88,720)	17,907	N.M.
Financial result	(108,979)	(17,187)	534.1%	(98,715)	30,626	N.M.	(45,826)	(88,106)	-48.0%	(4,089)	-	10,905	8,327	31.0%	28,746	31,966	-10.1%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and social contribution	390,862	296,597	31.8%	70,712	204,431	-65.4%	24,092	(19,082)	N.M.	(1,052)	-	174,007	148,630	17.1%	77,400	(28,157)	N.M.	45,704	(9,225)	N.M.
Income tax and social contribution	(137,244)	(66,645)	105.9%	(2,815)	(18,368)	-84.7%	(27,324)	(14,208)	92.3%	(986)	-	(61,635)	(48,997)	25.8%	1,220	24,153	-94.9%	(45,704)	(9,225)	395.4%
Net income (loss)	253,618	229,952	10.3%	67,897	186,063	-63.5%	(3,232)	(33,290)	-90.3%	(2,038)	-	112,372	99,633	12.8%	78,620	(4,004)	N.M.	-	(18,450)	-100.0%
Income tax and social contribution	137,244	66,645	105.9%	2,815	18,368	-84.7%	27,324	14,208	92.3%	986	-	61,635	48,997	25.8%	(1,220)	(24,153)	-94.9%	45,704	9,225	395.4%
Profit before tax	390,862	296,597	31.8%	70,712	204,431	-65.4%	24,092	(19,082)	N.M.	(1,052)	-	174,007	148,630	17.1%	77,400	(28,157)	N.M.	45,704	(9,225)	N.M.
Equity income	(66,578)	(30,229)	120.2%	(66,444)	(29,836)	122.7%	-	-	-	-	-	(134)	(393)	-65.9%	(88,720)	17,907	-595.4%	88,720	(17,907)	N.M.
Financial result	108,979	17,187	534.1%	98,715	(30,626)	N.M.	45,826	88,106	-48.0%	4,089	-	(10,905)	(8,327)	31.0%	(28,746)	(31,966)	-10.1%	-	-	-
Depreciation and Amortization	166,381	168,327	-1.2%	94,836	97,717	-2.9%	60,061	58,867	2.0%	70	-	893	586	52.4%	10,521	11,157	-5.7%	-	-	-
EBITDA	599,644	451,882	32.7%	197,819	241,686	-18.2%	129,979	127,891	1.6%	3,107	-	163,861	140,496	16.6%	(29,545)	(31,059)	-4.9%	134,424	(27,132)	N.M.
(Provision)/ Judicial deposits write-off	8,421	(17,325)	N.M.	8,030	(17,325)	N.M.	2	-	-	32	-	(10)	-	-	367	-	-	-	-	-
Marking to market (MTM)	(248,087)	(38,397)	546.1%	-	-	-	-	-	-	-	-	(113,663)	(65,529)	73.5%	-	-	-	(134,424)	27,132	-
Adjusted EBITDA	359,978	396,160	-9.1%	205,849	224,361	-8.3%	129,981	127,891	1.6%	3,139	-	50,188	74,967	-33.1%	(29,178)	(31,059)	-	-	-	-
Adjusted EBITDA Margin	25.8%	28.0%	-8.0%	66%	69.0%	-4.2%	64%	65.4%	-1.5%	28%	-	5%	7.4%	-37.6%	-	-	-	-	-	-

Appendix 2 – Characteristics of Gross Debt

	Gross Debt (R\$ million)	Index	Spread	Average maturity	Amortization	Due date
Auren	405.6					
1st Debenture	405.6	CDI	1.48%	0.8	Bullet	dec/24
CESP	2,062.8					
11th Debenture	154.3	CDI	1.64%	1.3	Annual from December 2022	dec/25
12th Debenture	1,908.5	IPCA	4.30%	5.4	Annual from August 2028	aug/30
Ventos de Piauí I	703.3					
BNDES	555.4	TJLP	2.16%	5.2	Monthly from July 2018	jun/34
1st Debenture	147.9	IPCA	5.47%	0.3	<i>Bullet</i>	jun/24
Ventos de Piauí II e III	1,753.1					
BNDES	1,753.1	IPCA	4.56%	10.5	Monthly from December 2022	mar/45
Ventos do Araripe III	993.5					
Repassé	355.8	TJLP	3.15%	3.2	Monthly from February 2018	dec/29
BNDES	444.5	TJLP	2.49%	7.4	Monthly from February 2018	jun/35
1st Debenture	193.2	IPCA	6.99%	5.8	Half-yearly from July 2018	jul/32
Sol do Piauí	95.5					
BNDES	95.5	IPCA	3.65%	10.4	Monthly from May 2024	nov/44
Sol de Jaíba	459.4					
BNB 1st tranche	287.9	IPCA	5.27%	14.8	Monthly from October 2024	sep/46
BNB 2st tranche	171.5	IPCA	5.73%	15.9	Monthly from August 2025	jul/47
Total	6,473.2			7.1		

Appendix 03 - Net Debt and Financial Leverage

As of 1Q23, the Company adopted the following criteria for calculating Net Debt: Gross Debt incorporating (i) the fair value of Derivatives (assets and liabilities) and (ii) Leases in accordance with CPC-06/IFRS16-Leases, less Cash and Cash Equivalents and Financial Investments. We therefore restate the historical indebtedness below, for comparison purposes:

R\$ million	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	1Q24
Short-Term	204.4	226.9	236.6	276.6	285.5	952.7	434.8	851.8	858.8
Long-Term	4,623.9	5,358.7	5,492.2	5,553.6	5,835.2	5,728.7	5,711.0	5,500.0	5,614.4
Gross Debt	4,828.3	5,585.6	5,728.8	5,830.2	6,120.8	6,681.3	6,145.8	6,351.8	6,473.2
Derivative Financial Instruments	(0.0)	(0.1)	0.1	0.2	(1.6)	14.1	0.1	0.0	28
Leases	6.8	5.6	80.7	44.3	45.4	46.0	66.8	66.7	65.3
Total Gross Debt	4,835.0	5,591.1	5,809.5	5,874.7	6,164.5	6,741.4	6,212.8	6,418.6	6,538.2
Cash, Cash Equivalents and Financial Investments	3,173.8	3,347.7	2,981.0	3,231.3	3,402.7	6,285.3	4,904.7	3,238.4	3,094.6
Net Debt	1,661.2	2,243.5	2,828.6	2,643.4	2,761.8	456.1	1,308.1	3,180.2	3,443.9
Leverage (Net Debt/Adjusted EBITDA (12M))	1.53x	1.78x	1.97x	1.39x	1.65x	0.27x	0.72x	1.79x	1.96x

Appendix 04 - Credit Ratings

	Agency	Rating	Outlook	Last Update
Auren – Corporate	Fitch Ratings	BB+ BBB- AAA(bra)	Stable	oct/23
Auren – 2 th Debenture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Stable	apr/24
CESP – Corporate	Fitch Ratings	AAA(bra)	Stable	oct/23
CESP – 12th Debenture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Stable	oct/23
CESP – 13th Debenture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Stable	mar/24
CESP – Corporate	Standard & Poor's	BB BB AAA(bra)	Stable	feb/24
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	AAA(bra)	Stable	feb/24
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	AA(bra)	Positive	sep/23

Appendix 5 – Portfolio of Operational Assets ²⁴

Asset ⁽¹⁾	Source	Installed Capacity ⁽²⁾ (MW)	Physical Guarantee ⁽²⁾ (MW average)	Economic Interest ⁽³⁾
Porto Primavera	Hydro	1,540.0	886.8	100.0%
Barra Grande (BAESA)	Hydro	71.2	36.7	10.3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾	Hydro	153.9	66.8	17.5%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾	Hydro	156.9	68.1	17.8%
Amador Aguiar I e II	Hydro	45.1	27.3	10.0%
Igarapava	Hydro	39.9	24.2	19.0%
Picada	Hydro	39.7	23.5	79.4%
Machadinho	Hydro	40.8	19.6	3.6%
Ventos do Araripe III	Wind	357.9	178.5	100.0%
Ventos do Piauí I	Wind	205.8	106.3	100.0%
Ventos do Piauí II	Wind	211.5	105.7	100.0%
Ventos do Piauí III	Wind	207.0	100.6	100.0%
Sol do Piauí	Solar	48.1	11.8	100.0%
Total		3,117.8	1,656.0	

⁽¹⁾ Includes assets in which the Company has investments: CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado;

⁽²⁾ Installed capacity proportional to the Company's indirect economic interest in the assets;

⁽³⁾ Auren's indirect economic participation in the assets represents the percentage of dividends received by Auren from CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado. Auren's preferred shares receive a differentiated dividend of 68.8% of the dividends paid by CBA Energia, 71.4% of the dividends paid by Pollarix and 60% of the dividends paid by Pinheiro Machado;

⁽⁴⁾ Holding CBA Energia;

⁽⁵⁾ Holding Pollarix.

²⁴ Base date: January 2024.

Appendix 06 - Assets under construction

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Economic Interest	Asset
Sol de Jaíba	Solar	500.0	154.2	100.0%	Sol de Jaíba
Total		500.0	154.2		

Appendix 07 - Asset Pipeline

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Economic Interest
Hélios	Solar	1,210.0	355.3	100.0%
Corumbá	Hidro	81.6	51.5	51.0%
Total		1,291.6	406.8	