



Release de Resultados 3T24

Outubro 2024

Teleconferência

31 de outubro de 2024

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:30 hrs (Brasília) | 10:30 hrs (Nova Iorque) | 14:30 hrs (Londres)

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

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

Contatos

Relações com Investidores

Mateus Ferreira (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Luiz Perez

Larissa Siqueira

Carolina Avila

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de setembro de 2024:

- **AURE3:** R\$ 10,46
- **Valor de Mercado:** R\$ 10,5 bilhões



Sumário

Sumário	3
Destaques 2T24	4
1. Mercado de Energia.....	7
2. Desempenho Operacional	11
3. Desempenho Comercial	25
4. Desempenho Financeiro.....	28
5. Contencioso Passivo	36
6. Combinação de Negócios com AES Brasil	37
7. Temas Regulatórios.....	38
8. Informações Importantes	39

Destaques 3T24

Auren registra R\$ 484 milhões de EBITDA Ajustado no 3T24, 7% de crescimento na comparação anual.

- **EBITDA Ajustado: R\$ 484,3 milhões** no 3T24, **crescimento de 6,9% em relação ao 3T23**, variação explicada, principalmente, pela performance no segmento de comercialização, entrada em operação dos novos parques solares e maiores dividendos recebidos dos ativos hidrelétricos com participações minoritárias. A Auren manteve sua **alta conversão de caixa no período, aproximadamente 84%** de conversão do EBITDA Ajustado em fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida;
- **Lucro líquido: R\$ 270,8 milhões** no 3T24, revertendo prejuízo líquido de R\$ 838,1 milhões registrado no 3T23, que foi fortemente impactado pelo reconhecimento da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos;
- **Comercialização:** agregação positiva de R\$ 296,9 milhões da marcação a mercado de contratos de energia no 3T24 e a realização de ganhos no valor de R\$ 108,4 milhões de posições construídas em períodos anteriores e no trimestre (efeito líquido de R\$ 188,5 milhões no trimestre). A Auren, dado seu robusto portfólio e sua capacidade de comercialização, segue aproveitando as oportunidades de mercado geradas pela volatilidade de preços para realizar ganhos;
- **Greenfield:** o complexo solar fotovoltaico Sol de Jaíba, um dos maiores parques solares do Brasil, concluiu a sua entrada em operação comercial no dia 20 de setembro, representando a adição de 500 MWac de potência instalada ao portfólio Auren. A construção de Sol de Jaíba foi concluída com sucesso, dentro do orçamento previsto pela Companhia. Um importante projeto para a Auren, que agora conta com dois parques solares em operação comercial (Sol do Jaíba e Sol do Piauí);
- **Processo de integração com a conclusão da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil⁽¹⁾:** cumpridas todas as condições precedentes, conforme anunciado via Fato Relevante no dia 14 de outubro, foi aberto o período de escolha para os acionistas de AES Brasil, o qual se encerrou no dia 29 de outubro. Ao longo dos últimos cinco meses a Companhia trabalhou em um plano detalhado de integração e captura de valor, dividindo o plano em iniciativas e objetivos fundamentais a serem implementados (i) um dia após conclusão da transação, definido como 01 de novembro, (ii) até 100 dias após a conclusão - Plano D100 e (iii) até um ano após a conclusão - Plano D365. Todos os planos já estão totalmente definidos e em execução, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional;
- **Gestão do endividamento:** mantendo seu histórico de excelência na gestão financeira, a Companhia completou sua 3ª emissão de debêntures no volume de R\$2,5 bilhões com condições competitivas, ao custo *all-in* de CDI+0,60% a.a. com vencimento em sete anos. Adicionalmente, no dia 28 de outubro, houve o desembolso da totalidade do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões. Essas duas linhas permitirão à companhia fazer frente à conclusão da transação de combinação com a AES Brasil e repor sua posição de caixa para cumprimento das obrigações de curto prazo;
- **Auren passa a compor a carteira do Ibovespa (IBOV)**, este marco reflete nosso compromisso contínuo com a excelência e a criação de valor para os nossos acionistas. O Ibovespa é o principal índice da B3, representando as ações mais negociadas e de maior relevância no mercado brasileiro de capitais.

¹ Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil ("Transação") anunciada por meio de Fato Relevante no dia 15 de maio de 2024, com atualizações por meio dos Fatos Relevantes dos dias 06 de agosto, 10 de setembro e 14 de outubro de 2024.

Tabela 01 – Destaques do 3T24

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	2.046,5	1.626,6	25,8%	4.894,1	4.478,2	9,3%
Hidrelétrica	281,4	304,3	-7,5%	877,1	935,1	-6,2%
Eólica	227,7	235,8	-3,5%	650,3	644,6	0,9%
Solar	43,6	-	N.M.	75,0	-	N.M.
Comercialização	1.688,9	1.209,9	39,6%	3.899,9	3.267,3	19,4%
Eliminações	(195,1)	(123,5)	57,9%	(608,2)	(368,8)	64,9%
PMSO	(158,1)	(146,6)	7,9%	(431,0)	(420,2)	2,6%
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
EBITDA Ajustado^(a)	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.
Hidrelétrica	256,5	253,6	1,1%	694,9	710,5	-2,2%
Eólica	140,1	162,8	-14,0%	411,8	431,8	-4,6%
Solar	23,2	-	N.M.	33,0	-	N.M.
Comercialização	87,3	64,4	35,6%	233,6	232,4	0,5%
<i>Holding e Pipeline</i>	(22,8)	(27,6)	-17,3%	(72,5)	(89,2)	-18,8%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.
Fluxo de Caixa Operacional^(b)	508,1	(48,5)	N.M.	1.317,5	793,7	66,0%
Fluxo de Caixa Livre	283,8	(1.380,6)	N.M.	2.037,4	1.673,4	21,8%
Dívida Líquida^(c)	2.898,3	1.131,3	156,2%	2.898,3	1.131,3	156,2%
Alavancagem^(d)	1,60x	0,62x	0,98x	1,60x	0,62x	0,98x

^(a) EBITDA ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais; (ii) provisão ou reversão de *impairment*; (iii) dividendos recebidos de investidas cujos resultados não são consolidados pela Companhia; (iv) resultado de marcação a mercado dos contratos de energia; e (v) outros eventos não recorrentes;

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

^(c) Dívida Bruta deduzida de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva, 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

O terceiro trimestre de 2024 registra a última divulgação da Companhia antes conclusão da Transação para combinação de negócios com a AES Brasil. Um importante marco na breve e bem-sucedida história da Auren, iniciada em 2016, com um único ativo eólico – Ventos do Piauí I – que somava pouco mais de 200 MW, a Companhia torna-se agora a 3ª maior geradora de energia do Brasil, com quase 9 GW de capacidade instalada, destacando-se pela diversificação de seu portfólio de fontes de geração de energia renovável. A conclusão da transação está prevista para o dia 31 de outubro e o processo de integração com a AES Brasil avança para garantir a continuidade operacional da Companhia combinada e a captura das sinergias. Os planos que compõem este processo de integração já estão totalmente definidos e em execução, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional.

No segmento de geração, celebramos, em setembro, a conclusão da entrada em operação comercial do parque solar Sol do Jaíba, que totaliza 500 MWac de capacidade instalada, com geração total das fontes solares no 3T24 de 104 MW médios. A geração eólica consolidada, no 3T24, superou o percentil 90 (P90) da certificação de produção atingindo 656 MW médios, equivalente a 95% do percentil 50 (P50). Na geração hidrelétrica, a produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 823 MW médios no trimestre, 9% menor em comparação com o 3T23, principalmente por conta da disponibilidade hídrica.

No segmento de comercialização, observamos maiores preços médios de energia neste trimestre quando comparados aos primeiros seis meses do ano, dado o cenário de demanda crescente, cenário hidrológico mais recessivo em relação a anos anteriores e consequente elevação do despacho termelétrico. O nível de contratação do portfólio manteve-se elevado até 2026 representando, aproximadamente, 95% do recurso. A disciplina na gestão do balanço energético, a diversificação do portfólio da Companhia e sua capacidade de comercialização permitiram que, ao longo do trimestre, a Auren realizasse ganhos de posições construídas em períodos anteriores e no trimestre no valor de R\$ 108 milhões no 3T24, além da agregação positiva de R\$ 297 milhões da marcação a mercado de contratos de energia futuros de energia.

Em relação ao desempenho financeiro, a Companhia registrou EBITDA Ajustado de R\$ 484 milhões no 3T24, 7% maior em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi impulsionado, principalmente, pelo desempenho do segmento de comercialização, que totalizou R\$ 87 milhões de EBITDA Ajustado no trimestre, pelo segmento solar, com a entrada em operação dos novos parques e por maiores dividendos recebidos das participações minoritárias. O EBITDA contábil, que inclui os efeitos de marcação a mercado, mas não considera os dividendos recebidos das participações, totalizou R\$ 634 milhões no 3T24, crescimento de 81% em relação ao 3T23.

Orientada pela sua excelência na gestão financeira, a Companhia realizou a captação de R\$ 2,5 bilhões em outubro, além do desembolso do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões previamente contratado. Essa abordagem foi especialmente desenhada para otimizar a gestão da dívida da Auren nesse momento em que se aproxima da conclusão da Transação. Aproveitamos um cenário favorável para emissão dos R\$ 2,5 bilhões, o que nos permitiu captar recursos com condições bastante competitivas (custo *all-in* de CDI+0,6). Essa captação não apenas reforça a posição de caixa da empresa, mas também demonstra a qualidade de crédito da Companhia e sua capacidade de gestão.

Em setembro, a Auren passou a compor a carteira do Ibovespa (IBOV). Este marco reflete nosso compromisso contínuo com a excelência e a criação de valor para nossos acionistas. O Ibovespa é o principal índice da B3, representando as ações mais negociadas e de maior relevância no mercado brasileiro de capitais. Fazer parte deste grupo não só aumenta nossa visibilidade no mercado, mas também reforça nossa posição como um player significativo na bolsa brasileira.

A partir da combinação com a AES Brasil, iniciaremos um novo ciclo da nossa história, com a mesma coragem para crescer e gerar valor que tivemos ao longo dos oito últimos anos e que nos permitiu construir a terceira maior geradora de energia e a maior comercializadora do país. Agradecemos aos nossos acionistas, colaboradores e demais stakeholders pelo apoio contínuo em nossa jornada de crescimento focada na capacidade gestão, excelência operacional e disciplina financeira e em direção a um futuro mais limpo e sustentável. Juntos, continuaremos gerando energia para impulsionar pessoas e negócios. Damos as boas-vindas aos acionistas da AES Brasil que acreditaram na qualidade do nosso trabalho e que farão parte da nossa base a partir do dia 1 de novembro.

Fabio Zanfalice, Diretor- Presidente

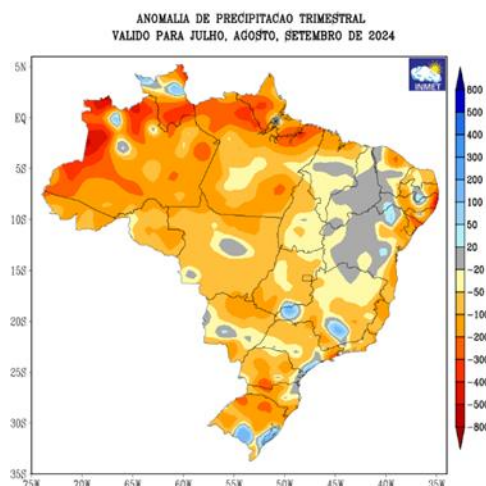
Mateus Ferreira, Vice-Presidente de Finanças e DRI

1. Mercado de Energia

O terceiro trimestre é marcado pelo período seco nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, caracterizado pelos baixos volumes acumulados de precipitação. Por outro lado, neste período há predominância do período úmido na Região Sul onde são esperadas precipitações acumuladas mais expressivas que o restante do país, embora seja menor que o segundo trimestre.

Figura 01 - Anomalia de precipitação no 3T24

Fonte: INMET

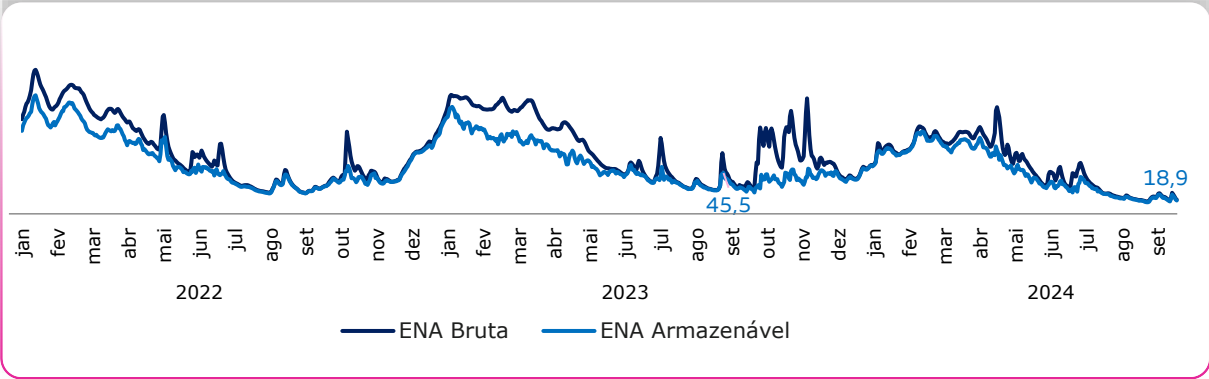


Neste 3T24, houve passagens de frentes frias que contribuíram com chuvas acumuladas superiores a 100 mm na Região Sul, porém, abaixo da média climatológica. As Regiões Nordeste e Sudeste não apresentaram desvios expressivos em relação à média climatológica.

Sob o aspecto de Energia Natural Afluente (ENA), foram observados valores inferiores aos registrados no mesmo período de 2023. A ENA Bruta, no 3T24, foi 66% da Média de Longo Termo (MLT) o que representou um decréscimo de 30 p.p. em relação ao valor registrado no 3T23.

Do ponto de vista da ENA Armazenável, que representa a quantidade da energia natural afluente que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio foi 58% da MLT no 3T24. Este valor foi 27 p.p. abaixo dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2023.

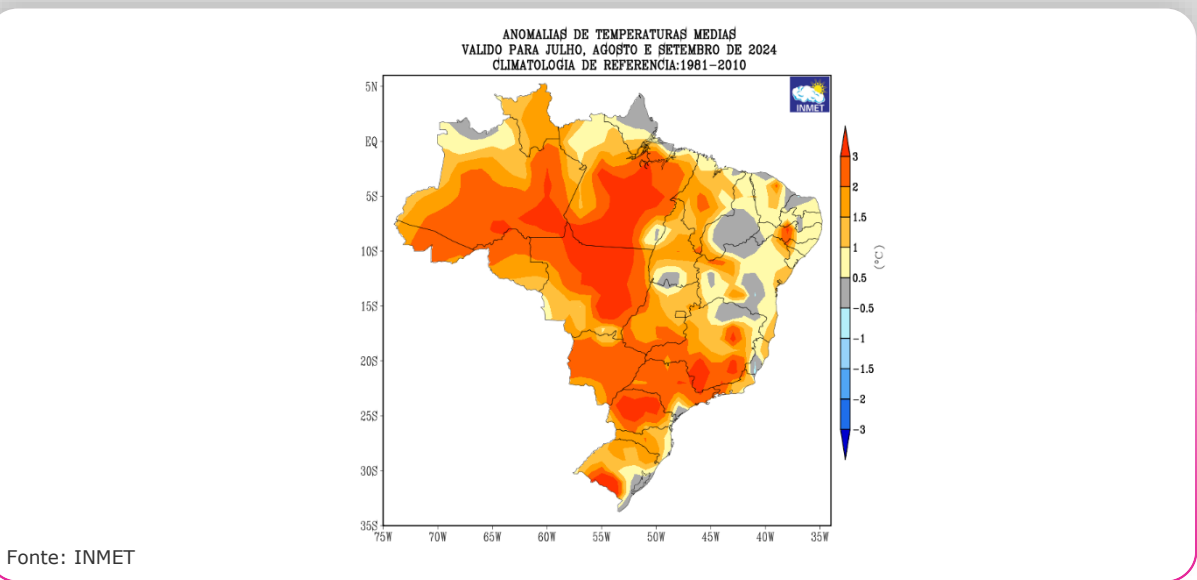
Gráfico 01 - Energia Natural Afluente Bruta e Armazenável para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médio)



ENA/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	80%	98%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	95%	98%	102%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	50%				66%	72%	-

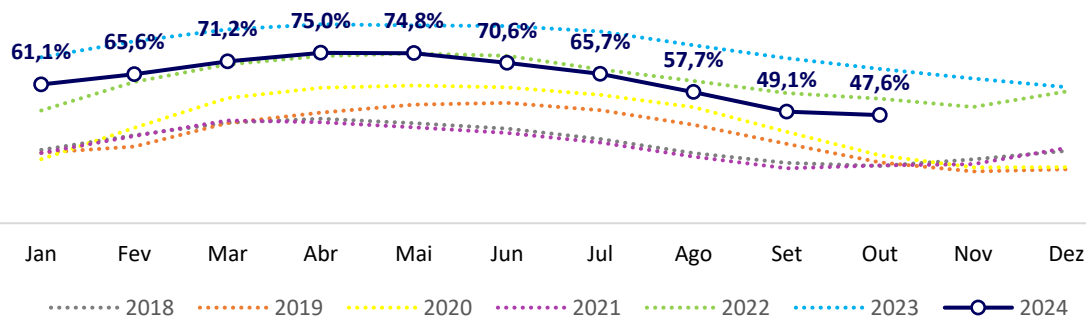
Com relação à temperatura, com menor atuação dos sistemas frontais e menor presença das massas de ar polar no país, foram observados registros de temperaturas elevadas em grande parte do país, especialmente na região Sudeste/Centro-Oeste. As diferenças foram mais expressivas no mês de setembro, cujas anomalias ultrapassaram 1,5°C em todo o país, com exceção do Nordeste. No mesmo mês, em São Paulo e no Paraná, a temperatura máxima ficou aproximadamente 4°C acima da média histórica.

Figura 02 - Anomalia de temperatura máxima do ar no 3T24



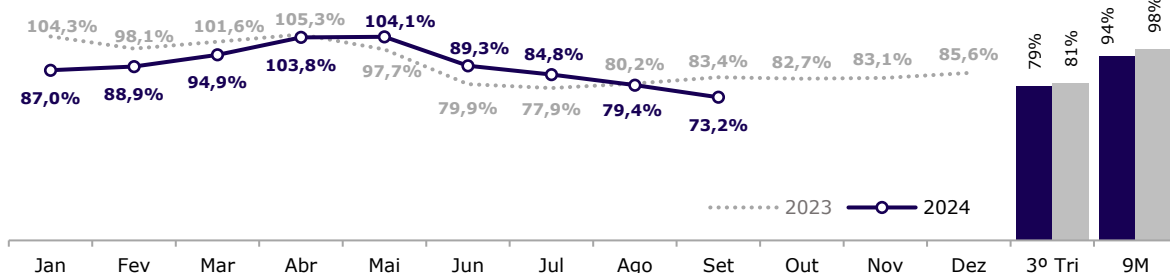
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 5,2% no 3T24 em relação ao mesmo período do ano anterior, representando um consumo adicional de 3,8 GW médios. Com consumo mais elevado e a observação de baixas afluências, o deplecionamento dos reservatórios aconteceu de forma mais acentuada quando comparado ao ano anterior, de modo que o nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) chegou ao fim do 3T24 com 23,5 p.p. abaixo do verificado ao final do 3T23.

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



Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, ou GSF, do termo em inglês *Generation Scaling Factor*), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 3T24 foi de 79,0%, comparado a 80,6% no 3T23. Cabe destacar que a redução do fator de ajuste do MRE é explicada pela menor geração hidrelétrica no período, que está associada às baixas afluições registradas no período.

Gráfico 03 – Deslocamento hidrelétrico (% GSF)

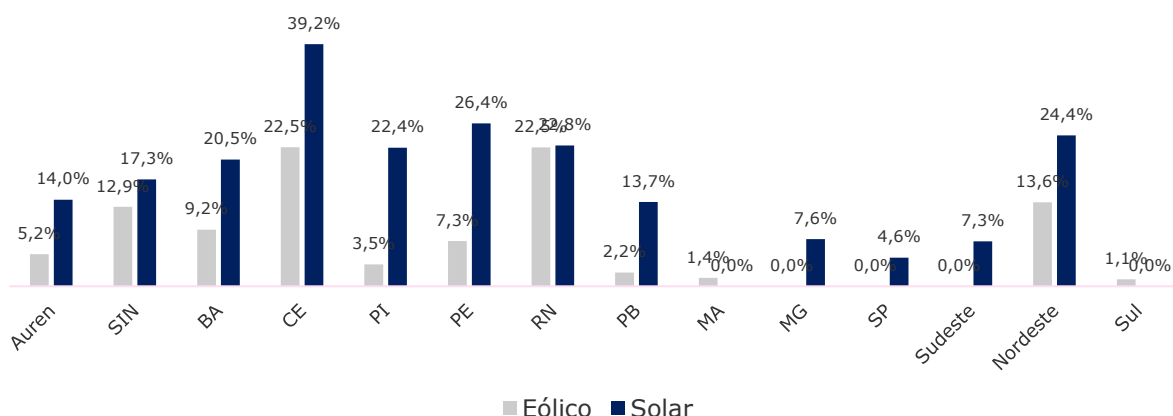


Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	75%	88%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	81%	92%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	90%	85%	79%	73%	-	-	-	79%	89%	-

Por fim, no 3T24 observou-se cortes de geração (*curtailment*) para a fonte eólica de 12,9% e de 17,3% para a fonte solar, ambos valores médios considerando todo o SIN. Cabe destacar, que o período de julho a setembro é caracterizado pelos maiores valores de geração eólica devido a característica sazonal da velocidade do vento, sobretudo, na região Nordeste, portanto, há uma probabilidade maior de cortes mais profundos neste período quando comparado aos demais meses do ano. Considerando o conjunto de ativos da Auren, a restrição de geração foi consideravelmente menor quando comparado aos valores médios do SIN totalizando 5,2% para os ativos eólicos e 14% para os ativos solares.

Os cortes de geração não são uniformemente distribuídos entre as regiões do país, devido aos limites de intercâmbio para escoamento da produção, ao perfil de demanda local, à quantidade de geração distribuída instalada e à sazonalidade horária da geração de energia. No 3T24, os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte foram os mais afetados, em razão do atraso de obras do sistema de transmissão que impactaram em redução da capacidade de geração para evitar sobrecarga no sistema.

Gráfico 04– Curtailment observado por fonte e por estado no 3T24



Geração (GWm)	Auren	SIN	BA	CE	PI	PE	RN	PB	MA	MG	SP	SE/CO	NE	S
Eólico	0,7	15,1	5,2	0,9	2,6	0,4	4,5	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	14,1	0,7
Solar	0,1	3,1	0,5	0,2	0,4	0,2	0,2	0,1	0,0	1,3	0,2	1,4	1,7	0,0

Fonte: Dados abertos ONS.

2. Desempenho Operacional

Em setembro de 2024, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.618 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 548 MWac correspondem à fonte solar.

1.1 Geração Hidrelétrica

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 822,8 MW médios no 3T24, 8,7% inferior ao 3T23 (900,9 MW médios), devido, majoritariamente, à decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de implementar o plano de redução de vazão defluente das usinas em cascata do Rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera. Adicionalmente, o 3T24 foi marcado por uma recessão de disponibilidade hídrica, conforme apresentado na Tabela 03, onde a Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema SE/CO foi inferior a 38% quando comparado com o 3T23. Quanto ao acumulado do ano, a UHE Porto Primavera produziu 828,4 MW médios, 8,2% inferior à geração observada no mesmo período do ano de 2023.

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)					
			3T24	3T23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	822,8	900,9	-8,7%	828,4	902,2	-8,2%

Tabela 02 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera²

Vazões Médias (m³/s)	3T24	3T23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
Vazão Turbinada	4.580	5.052	-9,3%	4.635	5.230	-11,4%
Vazão Vertida	8	5	N.M.	5	1.383	N.M.
Vazão Defluente Total	4.588	5.057	-9,3%	4.640	6.613	-29,8%

No 3T24, a vazão afluente aos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi inferior em 37,7 p.p. ao valor observado no 3T23. O valor acumulado nos primeiros nove meses de 2024 apresenta-se bem abaixo da média histórica, fechando em 61 p.p. e inferior em 37 p.p. ao valor verificado no mesmo período de 2023, conforme demonstrado na Tabela 03.

² 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 Afluyente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Período	ENA (MW médio)			ENA (% MLT) ⁽³⁾	
	2024	2023	Var. (%)	2024	2023
Janeiro	37.064	77.841	-52%	56%	119%
Fevereiro	43.505	73.925	-41%	61%	105%
Março	45.836	71.117	-36%	66%	103%
Abril	46.110	55.160	-16%	84%	101%
Maiο	23.881	36.569	-35%	60%	92%
Junho	18.221	30.862	-41%	56%	95%
Julho	14.972	22.870	-35%	59%	89%
Agosto	11.939	18.510	-36%	58%	90%
Setembro	9.624	17.296	-44%	49%	88%
1T	42.105	74.307	-43%	61%	109%
2T	29.343	40.817	-28%	67%	96%
3T	12.206	19.583	-38%	55%	89%
9M	27.828	44.702	-38%	61%	98%

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). No 3T24, o índice de disponibilidade médio da UHE Porto Primavera foi de 92,9%, superior em 0,6 p.p. à referência ANEEL.

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

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradoras	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540,0	14	110,0	92,9%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	97,2%	94,6%

³ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/energia_afluyente_subsistema.aspx.

1.2 Geração Eólica

A tabela a seguir mostra as atuais características técnicas dos complexos eólicos.

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 2,4 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205,8	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II ⁽⁴⁾	211,5	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III ⁽⁴⁾	207,0	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Total	982,2	347	-	-	-

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 655,7 MW médios no 3T24, 6,5% acima da produção do 3T23 (615,8 MW médios) e 5,1% abaixo da certificação no percentil 50 (P50), impactada, principalmente, pelas restrições de geração solicitadas pelo ONS (*curtailment*), que totalizaram 34,7MW médios no período, sendo 6,3 MW médios passíveis de ressarcimento, uma vez que foram restrições de natureza elétrica ("REL"). Cabe ressaltar que caso não houvesse tais restrições, a produção de energia atingiria 99,9% da expectativa P50 e 106,5% da expectativa percentil 90 (P90).

Tabela 06 – Produção dos complexos eólicos e performance da produção em relação à certificação

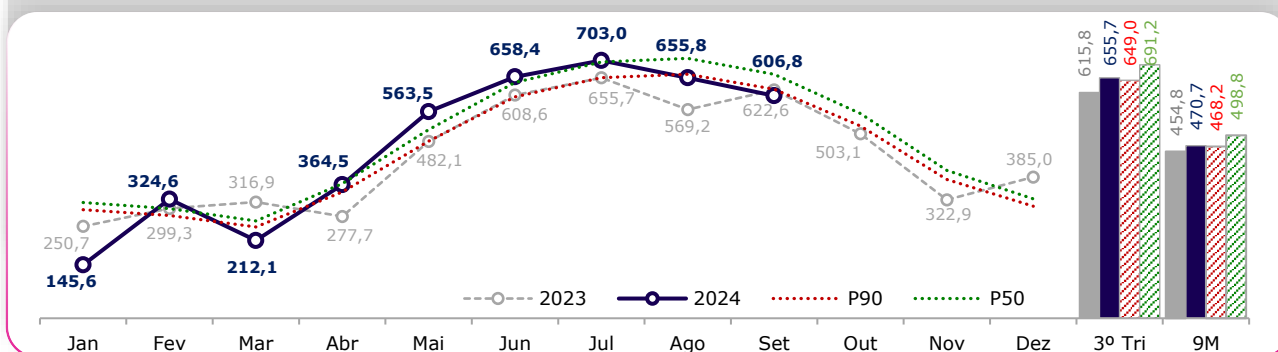
Complexo Eólico	Garantia Física (MWm)	Geração de Energia (MW médio)						Variação (%) 3T24	
		3T24	3T23	Var.(%)	9M24	9M23	Var. (%)	P50	P90
Ventos do Araripe III ⁽⁵⁾	178,5	229,3	219,8	4,3%	164,2	160,1	2,6%	-10,5%	-5,2%
Ventos do Piauí I	106,3	134,6	128,2	5,0%	96,8	93,1	4,0%	-8,3%	-3,1%
Ventos do Piauí II ⁽⁴⁾	105,7	147,9	137,0	8,0%	110,2	104,2	5,8%	1,2%	8,6%
Ventos do Piauí III ⁽⁴⁾	100,6	144,0	130,7	10,2%	99,6	97,4	2,3%	1,4%	9,2%
Total	491,1	655,7	615,8	6,5%	470,7	454,8	3,5%	-5,1%	1,0%

⁴ 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.

⁵ Garantia Física após revogação da revisão ordinária realizada em 2022, através da Portaria no 2.634 SNTep/MME publicada em 19 de outubro de 2023 da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia (MME).

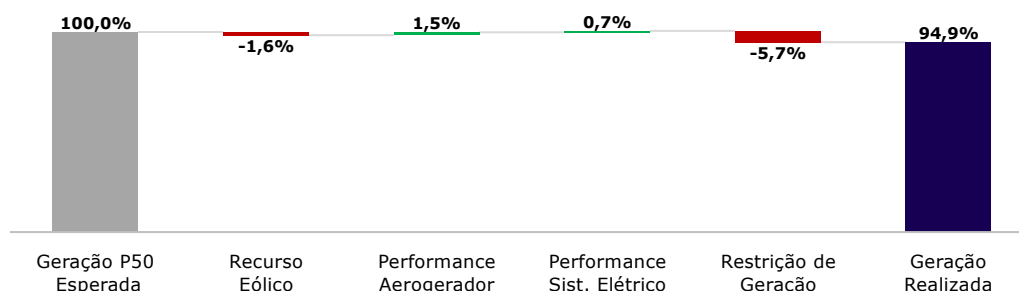
Destaca-se que o recurso eólico se apresentou mais favorável em altitudes mais elevadas no trimestre. Com isso, a produção dos Complexos Eólicos Ventos do Piauí II e III apresentou performance superior, dado que seus aerogeradores possuem 120 metros de altura, enquanto os aerogeradores de Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III possuem 80 metros de altura.

Gráfico 01 – Parques Eólicos: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



Os aerogeradores performaram 1,5% acima do parâmetro técnico de projeto, devido à alta disponibilidade dos ativos e à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico⁽⁶⁾ ficou acima do esperado, em 0,7%. A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 5,7% da geração esperada.

Gráfico 02 – Performance dos parques eólicos no 3T24 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



⁶ 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).

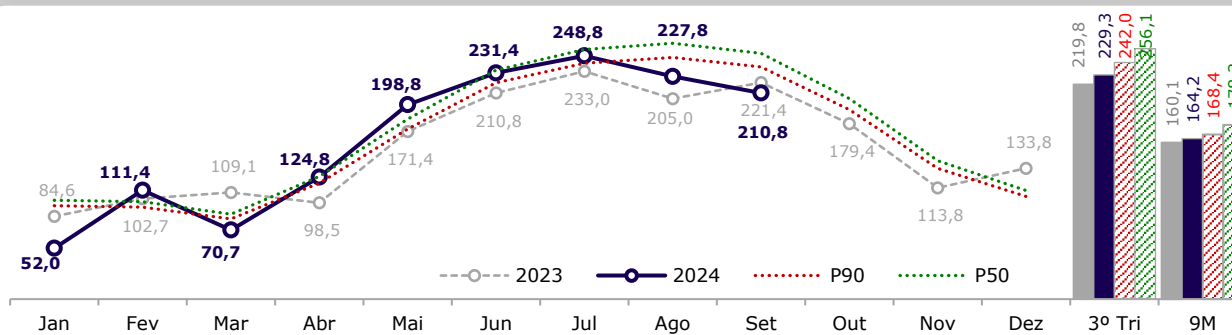
Ventos do Araripe III

No 3T24, a geração de Ventos do Araripe III atingiu 229,3 MW médios, superior em 4,3% ao valor observado no 3T23 (219,8 MW médios). Com relação à geração esperada no P90, a produção foi inferior em 5,2% e, em relação à geração média esperada no P50 foi inferior em 10,5%, devido às restrições de geração (*curtailment*) e ao recurso eólico abaixo do esperado.

Tabela 07 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III

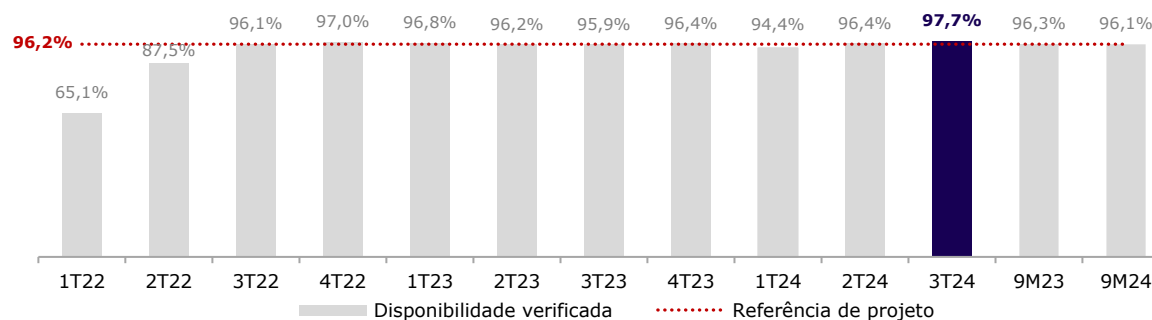
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	98,7	90,4	9,1%	95,7	3,1%
1T24	77,3		-14,5%		-19,2%
2T23	160,4	171,3	-6,4%	181,3	-11,5%
2T24	185,1		8,1%		2,1%
3T23	219,8	242,0	-9,2%	256,1	-14,2%
3T24	229,3		-5,2%		-10,5%
9M23	160,1	168,4	-4,9%	178,2	-10,2%
9M24	164,2		-2,5%		-7,9%

Gráfico 03 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 97,7% no 3T24, desempenhando acima da referência do projeto de 96,2%.

Gráfico 04 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



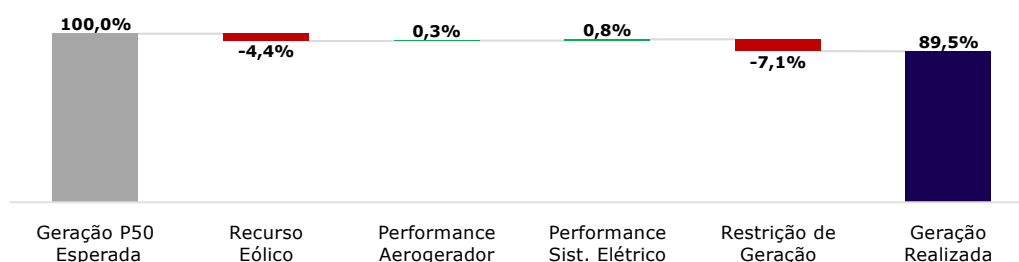
No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 9,8 m/s, 7,6% acima do valor de 9,1 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Araripe III foi de 9,4 m/s, o equivalente a 95,9% da expectativa do P50 esperado (9,8 m/s).

Gráfico 05 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 4,4% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 0,3% acima da esperada, devido à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico ficou 0,8% acima da esperada devido à alta disponibilidade da rede interna e subestações. A redução da produção causada por restrição de geração representou 7,1%.

Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 3T24 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



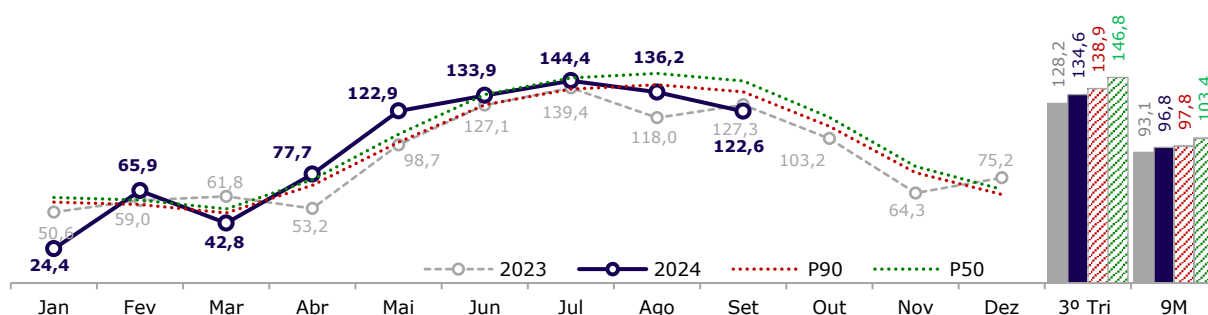
Ventos do Piauí I

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 134,6 MW médios, superior em 5,0% ao observado no 3T23 (128,2 MW médios). Com relação à geração esperada no P90, a produção foi inferior em 3,1% e, em relação à geração média esperada no P50, foi inferior em 8,3% devido às restrições de geração e ao recurso eólico útil abaixo do esperado.

Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí I

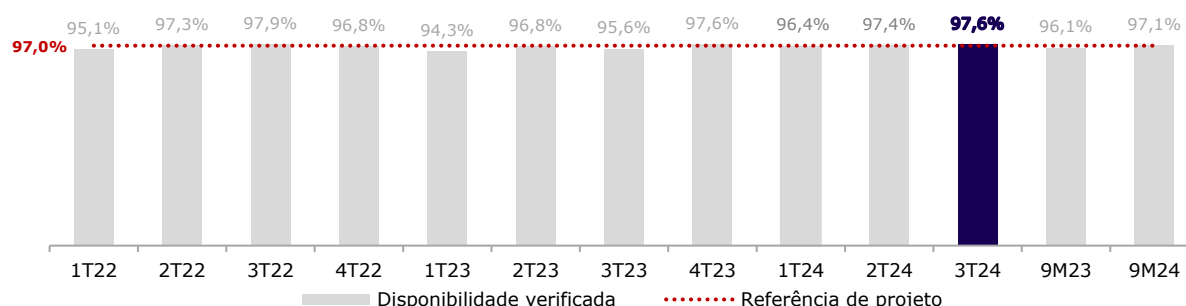
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	57,1	54,6	4,6%	57,7	-1,0%
1T24	43,9		-19,6%		-23,9%
2T23	93,1	99,2	-6,1%	104,9	-11,2%
2T24	111,6		12,5%		6,4%
3T23	128,2	138,9	-7,7%	146,8	-12,7%
3T24	134,6		-3,1%		-8,3%
9M23	93,1	97,8	-4,8%	103,4	-10,0%
9M24	96,8		-1,0%		-6,4%

Gráfico 07 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)

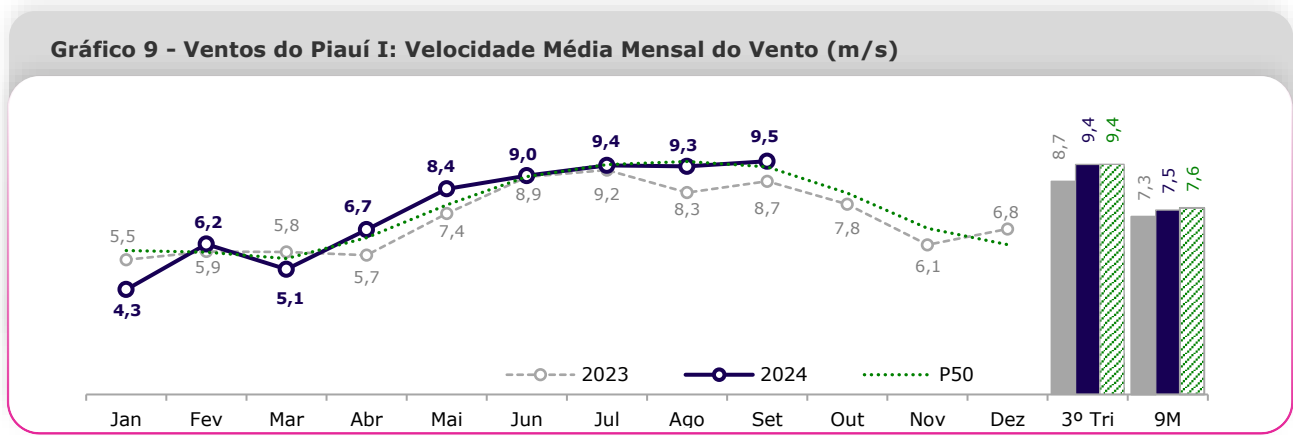


O índice de disponibilidade temporal média do complexo Ventos do Piauí I atingiu 97,6% da capacidade total instalada no 3T24, acima da referência do projeto de 97,0%.

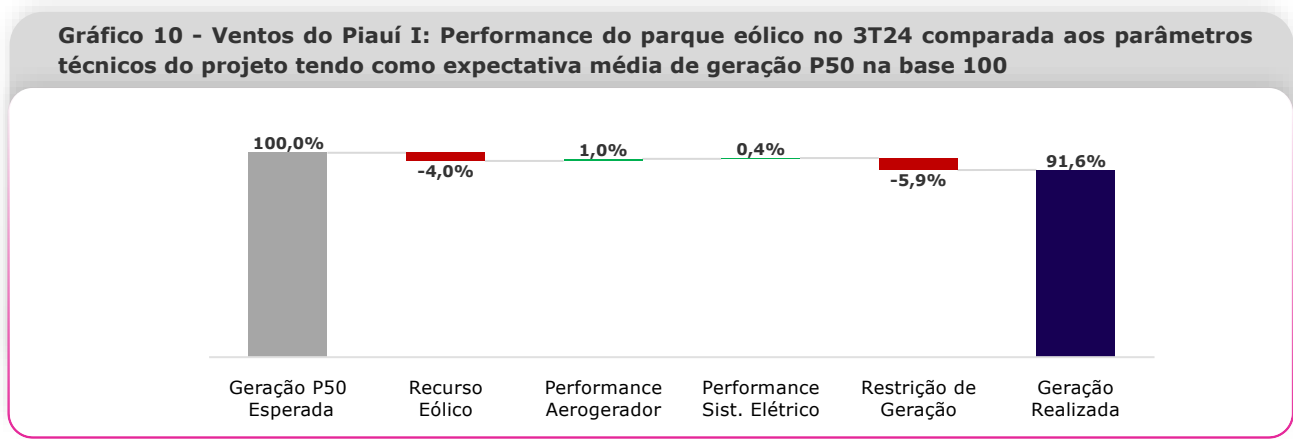
Gráfico 08 – Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 9,4m/s, 8,0% acima do valor de 8,7 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Piauí I foi de 9,1 m/s, o equivalente a 96,7% da expectativa do P50 esperado (9,4 m/s).



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado foi 4,0% inferior à média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 1,0% acima da esperada, devido à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico do parque foi 0,4% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 5,9%.



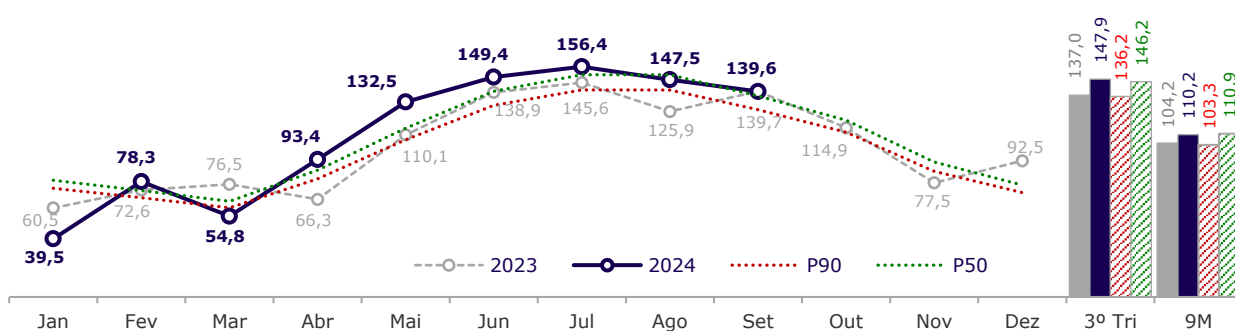
Ventos do Piauí II

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 147,9 MW médios, 8,0% superior a geração no 3T23, de 137,0 MW médios. Com relação à geração esperada no P90, a produção foi superior em 8,6% e, em relação à geração média esperada P50, superior em 1,2%, devido à alta disponibilidade dos aerogeradores e aos bons recursos eólicos no período.

Tabela 09 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí II⁽⁷⁾

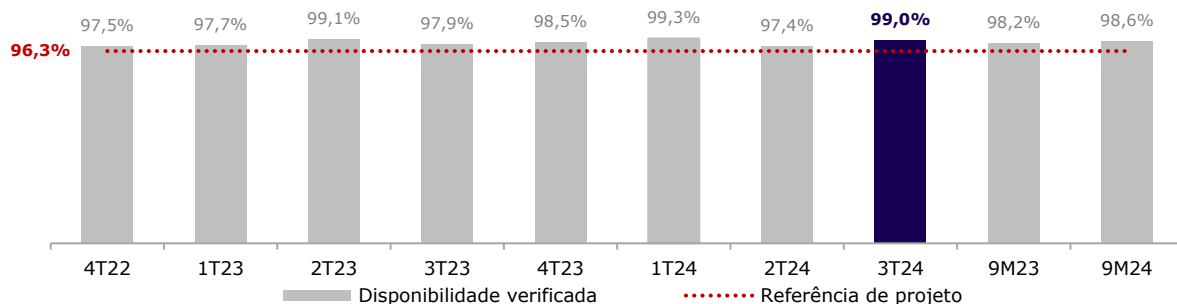
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	69,8	60,1	16,2%	69,1	0,9%
1T24	57,1	67,2	-15,1%	72,2	-20,9%
2T23	105,1	93,8	12,0%	108,0	-2,7%
2T24	125,1	105,7	18,4%	113,5	10,3%
3T23	137,0	121,1	13,1%	139,4	-1,7%
3T24	147,9	136,2	8,6%	146,2	1,2%
9M23	104,2	91,9	13,4%	105,9	-1,6%
9M24	110,2	103,3	6,7%	110,9	-0,6%

Gráfico 11 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 99,0% no 3T24, acima da referência de projeto de 96,3%.

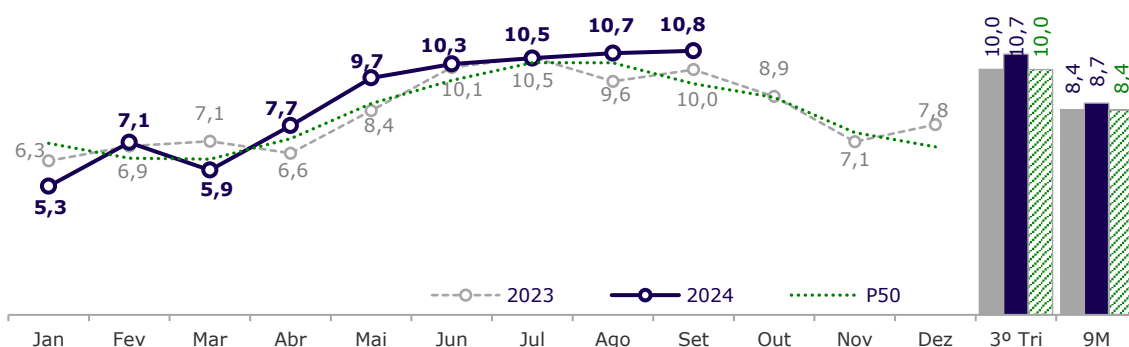
Gráfico 12 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 10,7 m/s, 6,3% acima do valor de 10,0 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Piauí II foi de 10,2 m/s, o equivalente a 102,0% da expectativa do P50 esperado (10,0 m/s).

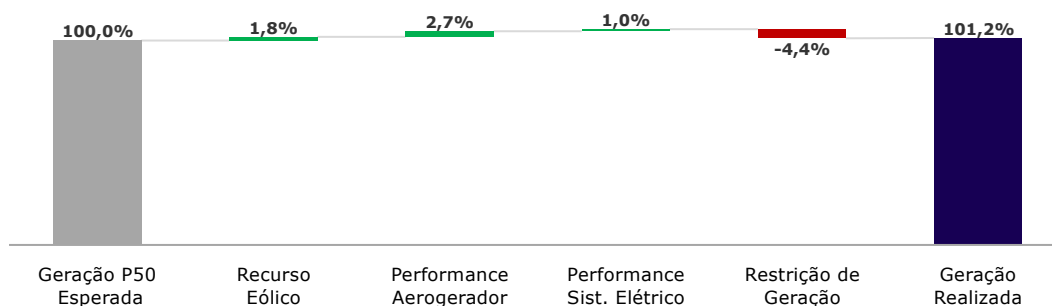
⁷ Diferença da expectativa P50 e P90 devido à alteração de potência dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW e à utilização da certificação de longo prazo, aplicada após o 2º ano de operação.

Gráfico 13 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 1,8% acima da média de longo prazo. A performance dos aerogeradores foi 2,7% acima da esperada devido à alta disponibilidade do ativo, enquanto a performance do sistema elétrico do parque foi 1,0% acima da prevista. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 4,4%.

Gráfico 14 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 3T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



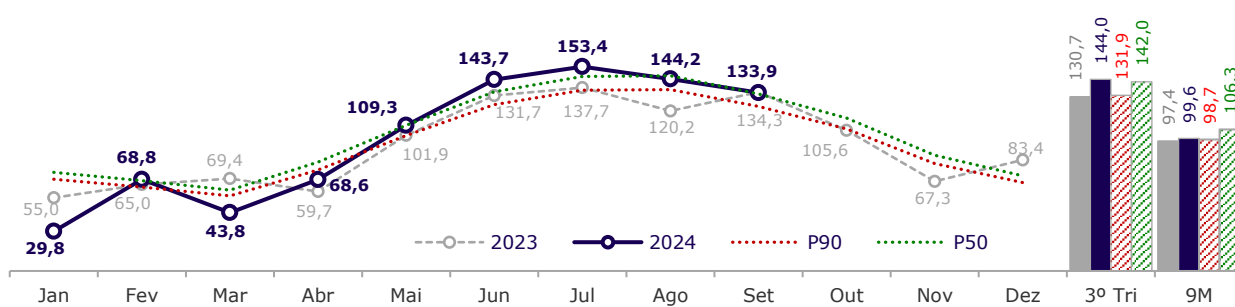
Ventos do Piauí III

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 144,0 MW médios, 10,2% superior a geração do 3T23 (130,7 MW médios). Com relação à geração esperada para P90, a produção foi superior em 9,2% e, em relação à geração média esperada (P50), foi superior em 1,4%, devido à alta disponibilidade dos aerogeradores e aos bons recursos eólicos no período.

Tabela 10 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III⁽⁸⁾

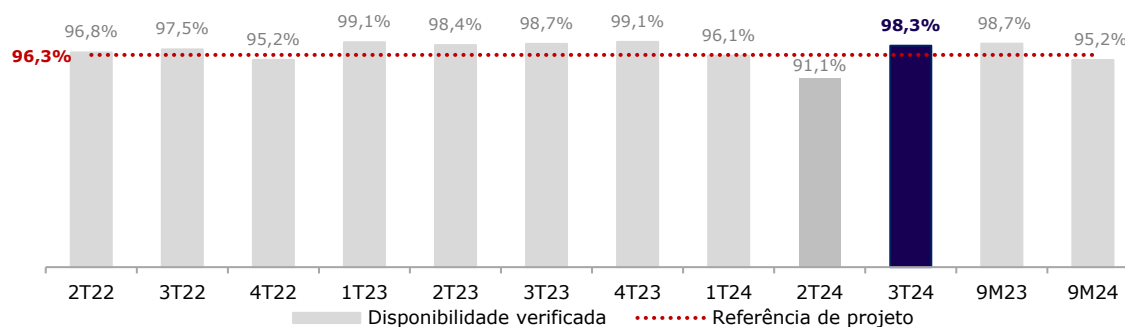
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	63,1	56,0	12,6%	64,7	-2,6%
1T24	47,0	62,7	-25,1%	67,5	-30,4%
2T23	97,8	89,5	9,3%	103,5	-5,5%
2T24	107,2	100,9	6,3%	108,6	-1,2%
3T23	130,7	116,6	12,1%	134,9	-3,1%
3T24	144,0	131,9	9,2%	142,0	1,4%
9M23	97,4	87,6	11,2%	101,3	-3,8%
9M24	99,6	98,7	0,9%	106,3	-6,3%

Gráfico 15 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 98,3% no 3T24, acima da referência de projeto de 96,3%.

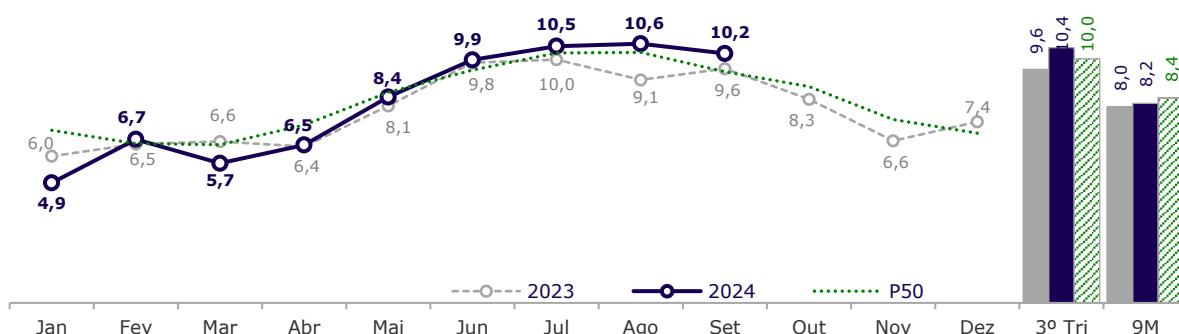
Gráfico 16 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)



⁸ Alteração da geração esperada P50 e 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 o 2º ano de operação.

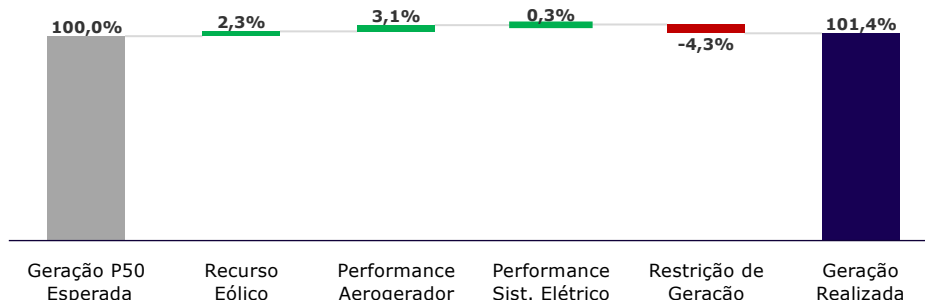
No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 10,4 m/s, valor 9,2% acima dos 9,6 m/s verificados no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, no 3T24 para Ventos do Piauí III foi de 10,2 m/s, o equivalente a 102,2% da expectativa do P50 esperado (10,0 m/s).

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



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T24 ficou 2,3% acima da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 3,1% acima da esperada devido à alta disponibilidade dos ativos, enquanto a performance do sistema elétrico do parque foi 0,3% acima da esperada. As restrições de geração impactaram (*curtailments*) negativamente o resultado desse trimestre em 4,3%.

Gráfico 18 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 3T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



1.3 Geração Solar

Usina Fotovoltaica Sol do Piauí I

Sol do Piauí I é o primeiro projeto autorizado ⁽⁹⁾ pela ANEEL para operar de forma associada a um complexo eólico (Ventos do Piauí I), compartilhando a infraestrutura de transmissão já existente (linha e subestação).

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. O parque possui as seguintes características técnicas:

Tabela 11 – Características técnicas do parque solar

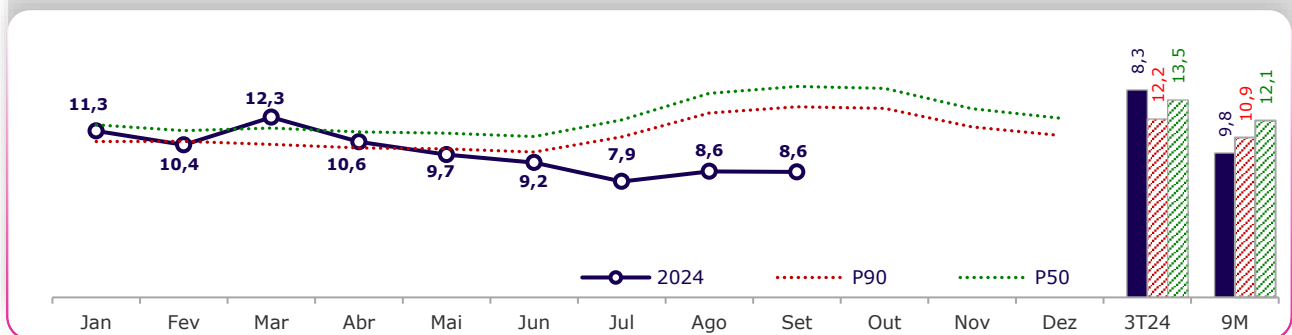
Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos módulos	Operação e Manutenção
Sol do Piauí I	48,1	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540 W 52.316 de 545 W	Própria

No 3T24, a geração de Sol do Piauí I atingiu o valor de 8,3 MW médios, inferior em 12,6% à geração esperada no P90 e inferior em 21,0% à geração média esperada P50, devido às restrições de geração do SIN. Estas restrições impactaram em 5,8 MW médios a produção do 3T24. Cabe ressaltar que, caso não houvesse tais restrições, a produção de energia atingiria 105,1% do P50 e 116,3% do P90.

Tabela 12 – Produção trimestral de Sol do Piauí I

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T24	11,4	10,4	9,6%	11,6	-1,7%
2T24	9,8	10,1	-2,3%	11,1	-11,7%
3T24	8,3	9,5	-12,6%	10,5	-21,0%
9M24	9,8	10,6	-7,5%	11,7	-16,2%

Gráfico 19 – Sol do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



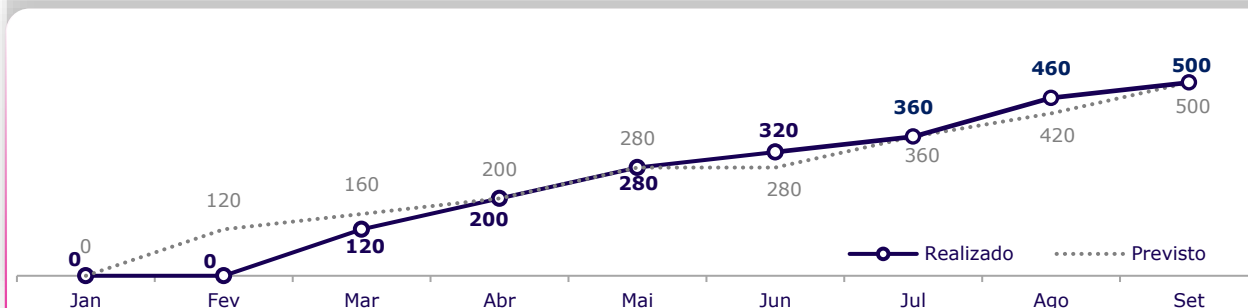
O índice de disponibilidade temporal médio de Sol do Piauí atingiu 99,4% em 3T24, acima da referência de projeto de 98,9%.

⁹ Resolução Normativa da ANEEL no 9.995 de 18 de maio de 2021.

Usina Fotovoltaica Sol de Jaíba

O complexo solar fotovoltaico Sol de Jaíba entrou 100% em operação comercial no dia 20 de setembro, o que equivale a 500 MWac de potência instalada. O gráfico 25 apresenta a evolução mensal da entrada em operação comercial das Sociedade de Propósitos Específicos (SPEs) em comparação ao cronograma planejado.

Gráfico 20 – Sol de Jaíba V: Cronograma de entrada em operação comercial (MWac)



O parque possui as seguintes características técnicas:

Tabela 13 – 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 V	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Própria

A geração, no 3T24, foi de 96,0 MW médios, acompanhando a entrada das SPEs durante o período final de *ramp-up* do parque. Além das atividades da fase final de comissionamento, onde existem perdas inerentes ao processo de *ramp-up*, o parque sofreu impacto de restrições de geração no montante de 27,7 MW médios que equivale a 28,8%¹⁰.

¹⁰ Este volume não é comparável ao total de *curtailment* do período, que foi de 14%, devido a uma divergência de metodologias entre apuração Auren e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O volume de *curtailment*, que é uma apuração interna da Auren, considera a curva de geração real do parque no período apurado, ao passo que o ONS considera a curva de geração inicial do parque, que estava em fase de comissionamento.

3. Desempenho Comercial

3.1 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração da Auren em operação é composto por empreendimentos que somam 1.742 MW médios⁽¹¹⁾ de garantia física para 2024.

A venda da garantia física está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos que possuem contratos no ACR são a UHE Porto Primavera, com 230 MW médios, e os complexos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III com a totalidade de suas garantias físicas. 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, conforme apresentado na Tabela 16.

Na Tabela 15, é apresentado o Balanço Energético da Companhia, bem como informações de preços de venda de energia no ACR e ACL. A principal alteração associada ao balanço energético divulgado no 2T24 está relacionada à redução da exposição comprada (*long*) em aproximadamente 32 MW médio para o ano de 2025, 62 MW médios para o ano de 2026 e 134 MW médios para os anos de 2027 e 2028, em decorrência de vendas de energia a preços médios próximos de R\$ 160/MWh. Desde o início do ano, dada a gestão eficiente de seu balanço energético e sua capacidade comercial, a Companhia adicionou R\$ 563,4 milhões de reais em marcação a mercado, sendo R\$ 296,9 milhões no 3T24. A realização de margem de posições construídas em períodos anteriores foi de R\$ 229,1 milhões nos 9M24 e R\$ 108,4 no 3T24. A adição de marcação a mercado tem impacto positivo na linha de Outros Resultados Operacionais, enquanto a realização de margem tem impacto positivo na margem bruta da Demonstração do Resultado (DRE) da Companhia.

A Tabela 16 traz o detalhamento dos contratos de vendas no 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 15 – Balanço Energético dos ativos próprios da Auren

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.384	1.496	1.496	1.496	1.496	1.496
Compras para Revenda (b)	(MWm)	3.467	2.180	1.300	801	563	166
Preço ⁽²⁾ Compras para Revenda	(R\$/MWh)	156	177				
Recursos Próprios (c) = (a) + (b)	(MWm)	4.851	3.676	2.795	2.297	2.058	1.662
Vendas no ACR (d)	(MWm)	493	493	493	493	599	493
Vendas no ACL (e)	(MWm)	4.243	2.986	2.099	1.363	1.073	424
Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)	(MWm)	4.736	3.479	2.592	1.856	1.672	917
Preço ⁽³⁾ Requisitos Próprios	(R\$/MWh)	171	196				
Balanço Energético (g) = (c) – (f)	(MWm)	115	197	203	441	386	745
Margem Contratada (h)⁽⁴⁾	(R\$/MWh)	-	82	110	110	110	198

⁽¹⁾ Os valores consideram:

- (i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado até setembro/24 e considera GSF igual a 1 de outubro à dezembro deste mesmo ano;
- (ii) os parques solares Sol do Piauí e Sol de Jaíba, bem como a consolidação da Esfera Energia;
- (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.

¹¹ 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 16 – 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	315,5	283,2
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125	01/06/2006	334,7	300,4
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)				285,9	265,5

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

Tabela 17 – Balanço Energético das Participações

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	237	256	256	256	256	233
Compras (b)	(MWm)	168	156	147	118	118	100
Recurso (c) = (a) + (b)	(MWm)	404	412	403	373	373	333
Vendas no ACL (d)	(MWm)	382	378	369	369	369	329
Requisitos (e)	(MWm)	382	378	369	369	369	329
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	(MWm)	22	34	34	4	4	5
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	-	157		182		201

Tabela 18 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Recursos Próprios ⁽¹⁾	4.851	3.676	2.795	2.297	2.058	1.662
Recursos Participações ⁽²⁾	404	412	403	373	373	333
Recursos Totais (a)	5.256	4.088	3.198	2.670	2.432	1.995
Requisitos Próprios	4.736	3.479	2.592	1.856	1.672	917
Requisitos Participações ⁽²⁾	382	378	369	369	369	329
Requisitos Totais (b)	5.118	3.857	2.961	2.225	2.041	1.245
Balanço Consolidado (c) = (a) - (b)	138	231	237	445	391	749

⁽¹⁾ Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado até setembro/24 e considera GSF igual a 1 de outubro à dezembro deste mesmo ano;

(ii) os projetos de geração solar Sol do Piauí e Sol de Jaíba, bem como a consolidação da Esfera Energia;

(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).

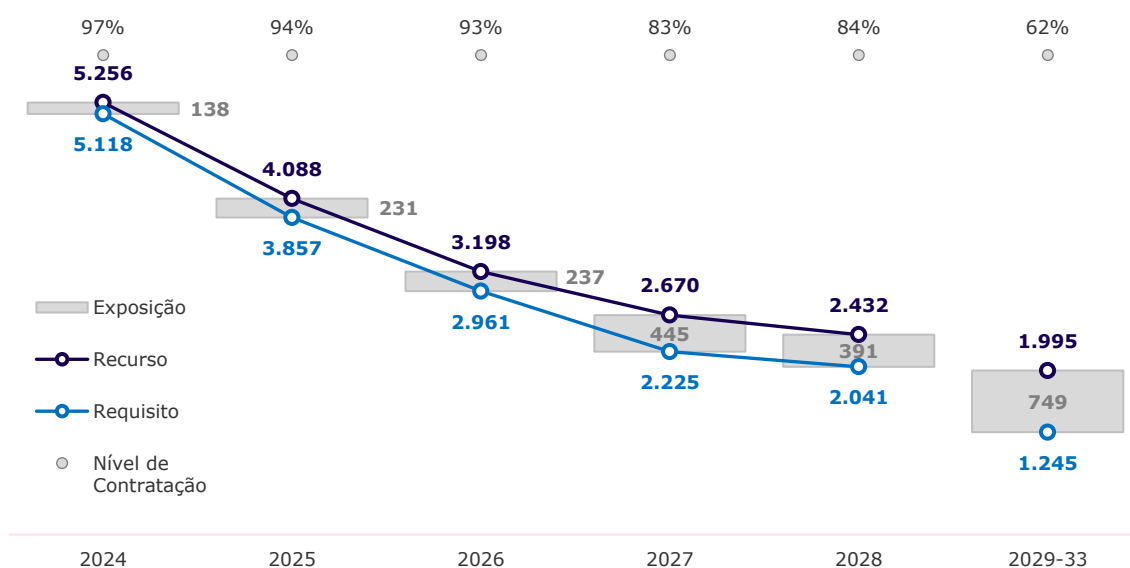
O portfólio total, considerando os segmentos de Geração, participações e Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 5,0 GW médios para o ano de 2024, quantidade mais de duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

A Auren permanece com a estratégia de manter o elevado nível de contratação de seu portfólio nos próximos anos. Para o período de 2024 a 2026, 95% do seu recurso, composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados, está comprometido em contratos de venda de energia para clientes finais ou outros agentes de mercado. Cabe destacar que, o nível médio de contratação do portfólio consolidado para o horizonte 2029-2033 é de 62%.

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).

Comparando o balanço energético do portfólio consolidado da Auren do 3T24 com o mesmo balanço do 2T24, a principal alteração está relacionada à redução da exposição comprada (*long*), conforme mencionado anteriormente. Essa variação totalizou 90 MW médios de redução da exposição para os anos entre 2025 e 2028.

Gráfico 21 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)⁽¹²⁾ (MW médio)



¹² 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 detêm participação minoritária. Em 2024, os saldos são líquidos do fator de ajuste MRE (GSF) para os meses realizados.

4. Desempenho Financeiro

A seção de Desempenho Financeiro deste documento traz análise acerca dos principais componentes do resultado 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, passou 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.

Tabela 19– Destaques Financeiros

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	2.046,5	1.626,6	25,8%	4.894,1	4.478,2	9,3%
Lucro Bruto	319,5	326,2	-2,1%	932,1	998,5	-6,7%
Margem Bruta	15,6%	20,1%	-4,4 p.p.	19,0%	22,3%	-3,3 p.p.
PMSO	(158,1)	(146,6)	7,9%	(431,0)	(420,2)	2,6%
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Provisão (Reversão) de Litígios	(64,3)	12,6	N.M.	(140,4)	(143,6)	-2,2%
Dividendos Recebidos	97,0	64,8	49,7%	137,8	92,2	49,5%
Despesas com Iniciativas de Crescimento	6,5	-	N.M.	6,5	-	N.M.
Contratos Futuros de Energia ¹³	(188,5)	25,7	N.M.	(334,3)	77,0	N.M.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.
Resultado Financeiro	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,9%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.

4.1 Receita Líquida

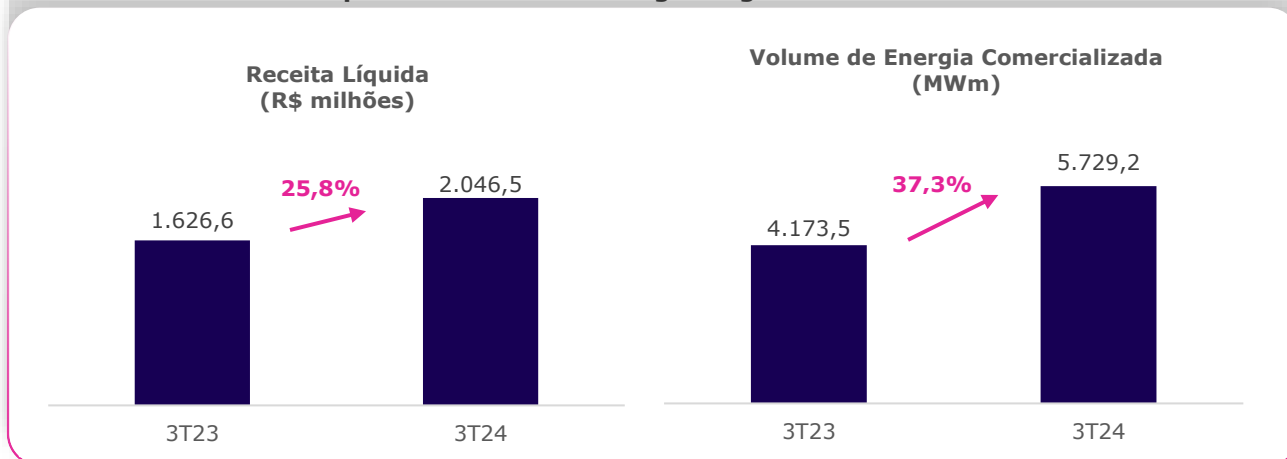
A receita líquida do 3T24 totalizou R\$ 2.046,5 milhões, representando um aumento de R\$ 419,9 milhões em relação aos R\$ 1.626,6 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, crescimento de 25,8%. Esse crescimento é principalmente atribuído (i) ao volume de energia comercializada 37,3% maior em relação ao ano anterior, e (ii) à entrada em operação dos projetos fotovoltaicos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, compensados pela redução de preços médios no segmento hidrelétrico devido ao encerramento de contratos de longo prazo. Os efeitos entre os segmentos de negócio da Auren são explicados a seguir:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de 7,5% comparada ao 3T23 (R\$ 281,4 milhões no 3T24 e R\$ 304,3 milhões no 3T23), principalmente pela redução nos preços médios registrados no período, em virtude do encerramento de contratos de longo prazo;
- (b) **Geração Eólica:** R\$ 227,7 milhões no 3T24, redução de 3,5% quando comparado a R\$ 235,8 milhões no 3T23. Essa diminuição é, principalmente, atribuída a menores preços médios no 3T24 em comparação ao 3T23, devido a mecanismos contratuais, parcialmente compensada pela correção dos contratos regulados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e maior geração em relação ao ano anterior;

¹³ Refere-se à marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, que representa o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short* de *trading*.

- (c) **Geração Solar:** receita de R\$ 43,6 milhões no 3T24, com a entrada em operação comercial de Sol do Piauí e de Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** aumento de 39,6% em relação ao 3T23, totalizando R\$ 1.688,9 milhões versus R\$ 1.209,9 milhões no 3T23, majoritariamente em função do aumento de 47,6% no volume comercializado de energia, totalizando 4.995,8 MW médios no 3T24 versus 3.384,8 MW médios no 3T23. Este volume considera apenas o segmento de comercialização.

Gráfico 22 - Receita Líquida e Volume de Energia Negociada



A Demonstração de Resultado do Exercício, com o detalhamento da composição da receita líquida por segmento, está disponível na Planilha Interativa disponibilizada no site de RI da Companhia. [Clique aqui](#).

4.2 Custos e Despesas Operacionais

No 3T24, os custos e despesas operacionais ⁽¹⁴⁾ registraram um aumento de 10,3% em relação ao 3T23 (R\$ 1.595,5 milhões no 3T24 versus R\$ 1.446,2 milhões no 3T23), principalmente em função do (i) maior custo com compra de energia devido aos maiores volumes de energia comercializada; (ii) maiores encargos de uso da rede elétrica devido à entrada em operação dos projetos solares e (iii) maiores gastos com iniciativas de crescimento, notadamente a integração com AES Brasil, parcialmente compensados pelo efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia na linha de outras receitas e despesas operacionais.

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

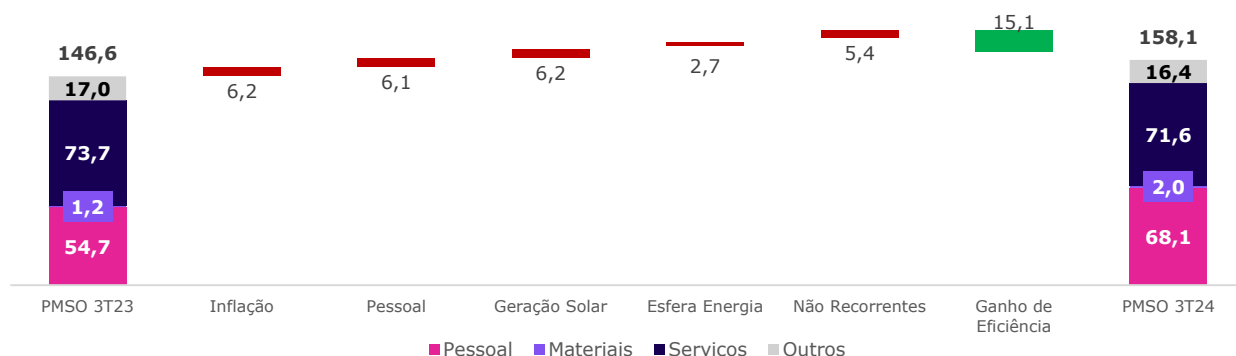
- (a) **Custos com Compra de Energia:** aumento de 38,9% em relação ao 3T23 (R\$ 1.420,7 milhões no 3T24 versus R\$ 1.022,6 milhões no 3T23), explicado por:
- **Geração Hidrelétrica:** R\$ 19,2 milhões no 3T24, comparado a R\$ 17,8 milhões em energia comprada no 3T23;
 - **Geração Eólica:** aumento de R\$ 13,8 milhões (R\$ 19,4 milhões no 3T24 contra R\$ 5,6 milhões no 3T23) em energia comprada em relação ao 3T23, para fazer frente a vendas adicionais de contratos de longo prazo em Ventos do Piauí II e III;
 - **Geração Solar:** impacto de R\$ 3,8 milhões no 3T24, devido à entrada em operação comercial de Sol do Piauí e Sol de Jaíba;
 - **Comercialização:** aumento de R\$ 450,5 milhões (R\$ 1.573,3 milhões no 3T24 comparado a R\$ 1.122,8 milhões no 3T23), majoritariamente explicado pelo maior volume das operações de *trading* de energia;

¹⁴ 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.

- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** os encargos totalizaram R\$ 84,6 milhões no período representando um aumento de 20,4% em relação aos R\$ 70,3 milhões no 3T23, em razão, principalmente, da entrada em operação comercial do complexo Sol de Jaíba e efeitos de inflação sobre os encargos para os parques em operação;
- (c) Custos e Despesas com PMSO⁽¹⁵⁾:** aumento de 7,9% em valores nominais, totalizando R\$ 158,1 milhões no 3T24 comparado a R\$ 146,6 milhões no 3T23. O crescimento registrado no trimestre é devido, principalmente, por iniciativas de crescimento, sendo R\$ 8,1 milhões em crescimento inorgânico (Esfera e despesas não recorrentes da integração com AES Brasil) e R\$ 6,2 milhões de crescimento orgânico, associado a entrada dos novos parques solares. A Companhia buscou compensar esses impactos através de iniciativas de eficiência que geraram R\$ 15,1 milhões de economia, conforme gráfico 23. Vale ressaltar que em mesmas bases, excluindo os efeitos de inflação e dos parques solares, o PMSO do trimestre teria apresentado redução de 0,6%. As variações de cada item do PMSO estão explicadas abaixo:
- **Pessoal (P):** as despesas de pessoal totalizaram R\$ 68,1 milhões no 3T24 versus R\$ 54,7 milhões no 3T23. Aumento de 24,6% devido ao ajuste anual e, principalmente, a (i) um efeito de comparação, dado que em 2024 a Companhia ajustou o provisionamento de remuneração variável no terceiro trimestre, enquanto em 2023 esse ajuste foi feito no quarto trimestre; (ii) entrada em operação dos ativos solares e (iii) consolidação de despesas da Esfera Energia;
 - **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** R\$ 73,5 milhões no 3T24 comparado a R\$ 74,9 milhões no 3T23, redução de R\$ 1,3 milhão principalmente por conta de redução na linha de serviços;
 - **Outros (O):** R\$ 16,4 milhões no 3T24, sem movimentação relevante entre os períodos.

Os principais efeitos da variação do PMSO entre o 3T23 e 3T24 são explicados no gráfico 23, a seguir:

Gráfico 23 – Custos e Despesas com PMSO (R\$ milhões) ¹⁶

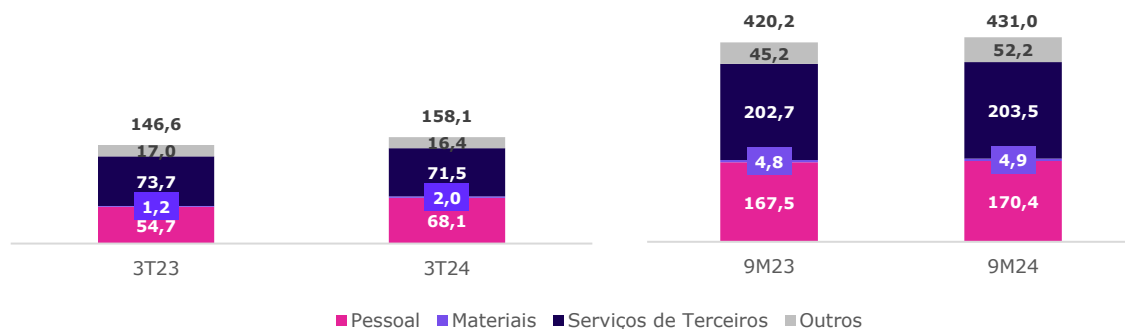


¹⁵ A análise de custos e despesas com PMSO inclui as rubricas de custos com operação e despesas gerais e administrativas apresentadas na Demonstração do Resultado do Exercício Segmentada, disponível na seção "Anexos" desse documento, excluindo demais receitas e despesas. Vale ressaltar que outras receitas (despesas) operacionais foram ajustadas passando a ser consideradas fora do PMSO.

¹⁶ Variação do valor do 3T23 para o reportado no ano anterior refere-se ao ajuste de alocação de determinados itens de "Outros – PMSO" para "Outras Despesas Operacionais (ORO)".

No acumulado dos nove primeiros meses de 2024, os custos e as despesas com PMSO totalizaram R\$ 431,0 milhões, comparados a R\$ 420,2 milhões reportados no 9M23, conforme gráfico 24 abaixo. A variação é majoritariamente explicada por efeitos de inflação, entrada em operação dos parques solares e gastos com iniciativas de crescimento, parcialmente compensados por iniciativas de eficiência. Em bases comparáveis, excluindo os efeitos de inflação e da entrada em operação dos parques solares, o PMSO acumulado 9M24 teria apresentado uma redução de 4,5% quando comparado ao PMSO 9M23.

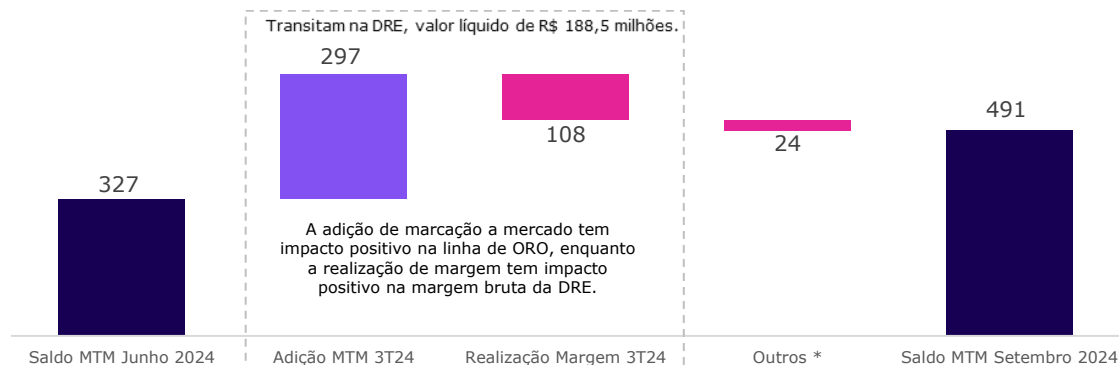
Gráfico 24 – Evolução dos Custos e Despesas com PMSO em termos reais (R\$ milhões)



(d) Depreciação e Amortização: aumento de R\$ 13,0 milhões ou 7,6% (R\$ 182,6 milhões no 3T24 versus R\$ 169,6 milhões no 3T23), principalmente em razão da entrada em operação dos parques solares;

(e) Demais Receitas e Despesas¹⁷: receita de R\$ 250,4 milhões no 3T24 comparada a despesa de R\$ 37,0 milhões no 3T23, explicada principalmente pelo efeito positivo na linha de marcação a mercado dos contratos futuros de energia, que totalizou R\$ 188,5 milhões no 3T24, sendo R\$ 296,9 milhões referentes à marcação a mercado e R\$ 108,4 milhões referentes à realização de margens positivas oriundas de posições registradas em períodos anteriores e no trimestre, conforme o gráfico 28 abaixo.

Gráfico 25 – Evolução do Saldo de Marcação a Mercado (R\$ milhões)



(*) Outros: refere-se ao saldo adicionado pela consolidação da Esfera Energia.

¹⁷ Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia e provisão (reversão) de litígios.

4.3 EBITDA Ajustado

Tabela 20 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Provisão (Reversão) de Litígios	(64,3)	12,6	N.M.	(140,4)	(143,6)	-2,2%
Dividendos Recebidos	97,0	64,8	49,7%	137,8	92,2	49,5%
Despesas com Iniciativas de crescimento	6,5	-	N.M.	6,5	-	N.M.
Contratos Futuros de Energia ⁽¹⁸⁾	(188,5)	25,7	N.M.	(334,3)	77,0	N.M.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 484,3 milhões no 3T24, um aumento de 6,9% em relação aos R\$ 453,2 milhões reportados no 3T23, com margem EBITDA Ajustada de 23,7% comparado a 27,9% no 3T23, explicada pelo maior volume de compra de energia. A variação do EBITDA Ajustado pode ser explicada, principalmente, por:

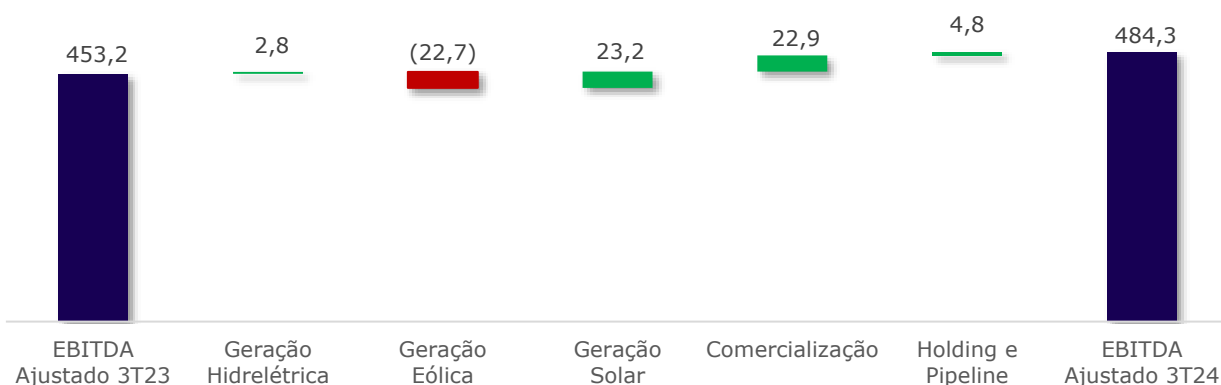
- (a) **Geração Hidrelétrica:** aumento de 1,1%, totalizando R\$ 256,2 milhões versus R\$ 253,6 milhões no 3T23. Esse resultado é principalmente impulsionado pelo aumento dos dividendos das participações minoritárias, embora parcialmente compensado pela redução dos preços médios dado o encerramento de contratos de longo prazo;
- (b) **Geração Eólica:** resultado de R\$ 140,1 milhões no 3T24 versus R\$ 162,8 milhões no 3T23. Essa redução é atribuída, principalmente, pela redução dos preços médios no trimestre, devido à mecanismos contratuais, e maiores compras de energia;
- (c) **Geração Solar:** resultado de R\$ 23,2 milhões no 3T24, explicado pela entrada em operação comercial dos projetos fotovoltaicos Sol do Piauí e Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** aumento de R\$ 22,9 milhões no 3T24, explicado pela melhor performance da *trading*, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 87,3 milhões no 3T24 versus R\$ 64,4 milhões no 3T23;
- (e) **Holding e Pipeline:** redução de despesa de R\$ 4,8 milhões na comparação entre os períodos, com despesa de R\$ 22,8 milhões no 3T24 versus despesa de R\$ 27,6 milhões no 3T23.

Tabela 21 – EBITDA Ajustado por Segmento

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Geração Hidrelétrica	256,5	253,6	1,1%	694,9	710,5	-2,2%
Geração Eólica	140,1	162,8	-14,0%	411,8	431,8	-4,6%
Geração Solar	23,2	-	N.M.	33,0	-	N.M.
Comercialização	87,3	64,4	35,6%	233,7	232,4	0,6%
Holding e Pipeline	(22,8)	(27,6)	-17,3%	(72,5)	(89,2)	-18,8%
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.

18 Refere-se à marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, que representa o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional long ou short de trading.

Gráfico 26 – Evolução do EBITDA Ajustado



4.4 Resultado Financeiro

Tabela 22 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receitas Financeiras	141,3	76,8	84,0%	410,8	804,9	-49,0%
Despesas Financeiras	(243,9)	(196,9)	23,9%	(758,5)	(966,6)	-21,5%
Resultado Financeiro Líquido	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,8%

No 3T24, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 102,6 milhões comparado a uma despesa de R\$ 120,1 milhões no 3T23, em virtude de:

- (a) **Receitas Financeiras:** aumento de 84,0% totalizando R\$ 141,3 milhões no 3T24 versus R\$ 76,8 milhões no 3T23. Esse resultado é explicado, principalmente, pela menor dedução de PIS e COFINS no período (R\$ 132,9 milhões no 3T23 versus R\$ 5,5 milhões no 3T24) devido à tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no ano anterior;
- (b) **Despesas Financeiras:** aumento de 23,9% em relação ao 3T23, totalizando R\$ 243,9 milhões no 3T24 contra R\$ 196,9 milhões no 3T23, principalmente explicado pelas captações feitas no 2T24, de forma a repor o caixa da companhia após a implementação dos projetos *greenfield*, para preparar a Companhia para a conclusão da combinação com a AES Brasil e fazer frente a obrigações de curto prazo.

4.5 Resultado Líquido

Tabela 23 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Depreciação / Amortização	(182,6)	(169,6)	7,6%	(524,2)	(507,6)	3,3%
Resultado Financeiro Líquido	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,9%
IR/CS	(135,9)	(943,5)	-85,6%	(322,2)	(1.079,1)	-70,1%
Equivalência Patrimonial	58,4	45,0	29,8%	178,5	63,4	181,7%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.

O lucro líquido no 3T24 totalizou R\$ 270,8 milhões versus prejuízo líquido de R\$ 838,1 milhões no 3T23, resultado de:

- (a) **EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 633,6 milhões no 3T24, aumento de R\$ 283,5 milhões ou 81,0% em relação aos R\$ 350,1 milhões registrados no 3T23, o crescimento é atribuído, principalmente, à performance comercial, impactando as linhas de receita e de marcação a mercado, além da entrada em operação dos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba e reversão de litígios no trimestre;

- (b) **Resultado Financeiro:** aumento de R\$ 17,5 milhões no resultado financeiro líquido em comparação ao 3T23, principalmente explicado pela menor dedução de PIS e COFINS no período devido à tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no 3T23;
- (c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** redução de R\$ 807,8 milhões em relação ao 3T23 (R\$ 135,7 milhões no 3T24 versus R\$ 943,5 milhões no 3T23), principalmente em função do *one-off* da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no 3T23;
- (d) **Equivalência Patrimonial:** aumento de R\$ 13,4 milhões em relação ao 3T23 (R\$ 58,4 milhões positivos no 3T24 versus R\$ 45,0 milhões no 3T23), em virtude do melhor desempenho nos ativos hidrelétricos com participação minoritária.

4.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final de setembro 2024 totalizou R\$ 8,3 bilhões, com prazo médio de 7,3 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 11,8% a.a. (IPCA +4,8% a.a. ou CDI -0,4% a.a.), em linha com o encerramento de junho 2024.

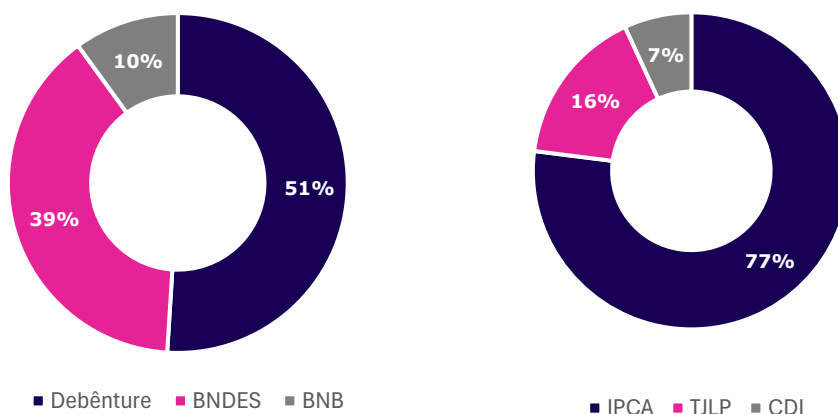
O saldo de caixa, equivalentes, aplicações financeiras e conta reserva ao final do 3T24 totalizou R\$ 5.486,1 milhões¹⁹, o que implica em um aumento de R\$ 311 milhões em relação aos R\$ 5.175,1 milhões em junho 2024. A Companhia está mantendo um nível mais alto de caixa em virtude do processo de Combinação de Negócios com a AES Brasil.

Em 30 de setembro de 2024, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 2,9 bilhões. A alavancagem financeira, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, atingiu 1,60x em setembro de 2024, representando uma redução de 0,16x em comparação com os 1,76x registrados em junho.

Gráfico 27 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



Gráfico 28 – Perfil da Dívida Bruta (%)



¹⁹ Considera saldo de conta reserva

4.7 Fluxo de Caixa Livre

Tabela 24 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
IR/CS Caixa	(46,7)	(608,2)	-92,3%	(107,5)	(706,0)	-84,8%
Capital de Giro e Outros	79,5	115,2	-31,0%	145,8	172,4	-15,4%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(9,0)	(8,7)	3,6%	(21,7)	(17,8)	22,1%
Fluxo de Caixa Operacional	508,1	(48,5)	N.M.	1.317,5	793,7	66,0%
Serviço de Dívida	(99,1)	(109,3)	-9,4%	(262,3)	(264,6)	-0,9%
Fluxo de Caixa Oper. após Serviço da Dívida	409,0	(157,9)	N.M.	1.055,2	638,4	65,3%
CAPEX Projetos	(40,2)	(654,4)	-93,9%	(173,9)	(1.452,8)	-88,0%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(7,2)	(14,9)	-51,9%	(45,4)	(96,0)	-52,7%
Captações	44,7	0,0	N.M.	1.985,9	728,6	172,6%
Amortizações	(58,6)	(553,4)	-89,4%	(311,3)	(640,7)	-51,4%
Aumento de capital em investidas	0,0	-	N.M.	(9,3)	-	N.M.
Securitização	0,0	-	N.M.	0,0	(4.164,6)	-100,2%
Aquisição de Investimento	(63,9)	-	N.M.	(63,9)	-	N.M.
Dividendos	0,0	-	N.M.	(400,0)	(1.499,8)	-73,3%
Fluxo de Caixa Livre	283,8	(1.380,6)	N.M.	2.037,4	1.673,4	21,8%
Saldo de Caixa Inicial	4.992,0	6.285,3	-20,6%	3.238,4	3.231,3	0,2%
Saldo de Caixa Final	5.281,3	4.904,7	7,7%	5.281,3	4.904,7	7,7%
Fundo Liquidez - Conta Reserva	190,4	176,8	7,7%	190,4	176,8	7,7%
Aplicações Financeiras	14,4	-	N.M.	14,4	-	N.M.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva	5.486,1	5.081,5	8,0%	5.486,1	5.081,5	8,0%

A variação no fluxo de caixa livre entre o 3T24 e o 3T23 é explicada, principalmente, por:

- (a) **CAPEX Projetos:** redução de R\$ 614,1 milhões no trimestre (desembolso de R\$ 44,5 milhões no 3T24 versus desembolso de R\$ 654,4 milhões no 3T23), explicado principalmente pelas diferentes fases de construção do projeto solar Sol de Jaíba nos dois períodos;
- (b) **IR/CS Caixa:** redução de 92,3% no desembolso do 3T24 em comparação com o 3T23, principalmente explicado pelo *one-off* da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos incorrida no ano anterior;
- (c) **Amortizações:** redução de R\$ 494,8 milhões no desembolso do terceiro trimestre de 2024 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa diminuição se deve, principalmente, à liquidação antecipada de empréstimo sob a Lei nº 4.131/1962, quitado no terceiro trimestre de 2023;
- (d) **Capital de Giro e Outros:** redução de 26,2% em comparação com o mesmo período do ano anterior, principalmente devido ao efeito não caixa do reconhecimento de PIS/COFINS no 3T23 e efetivo pagamento em outubro/23, além da variação nos saldos de provisões para ressarcimentos anuais e quadrienais nos parques eólicos.

5. 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\$ 813 milhões com probabilidade de perda provável e o montante de R\$ 1.672 milhões classificados com probabilidade de perda possível.

Do encerramento do exercício de 2023 até setembro de 2024 houve uma redução de R\$ 105 milhões no contencioso passivo total. Desse montante, R\$ 171 milhões foram reduzidos do contencioso passivo provável, resultante de acordos, de encerramento de ações de forma favorável à Companhia e de adequações de estimativa e prognóstico dos casos, conforme evolução processual. No 3T34, houve uma reversão de provisão com impacto em caixa de R\$ 64 milhões. Já no contencioso passivo com risco possível, houve acréscimo de R\$ 67 milhões.

Gráfico 29 - Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)

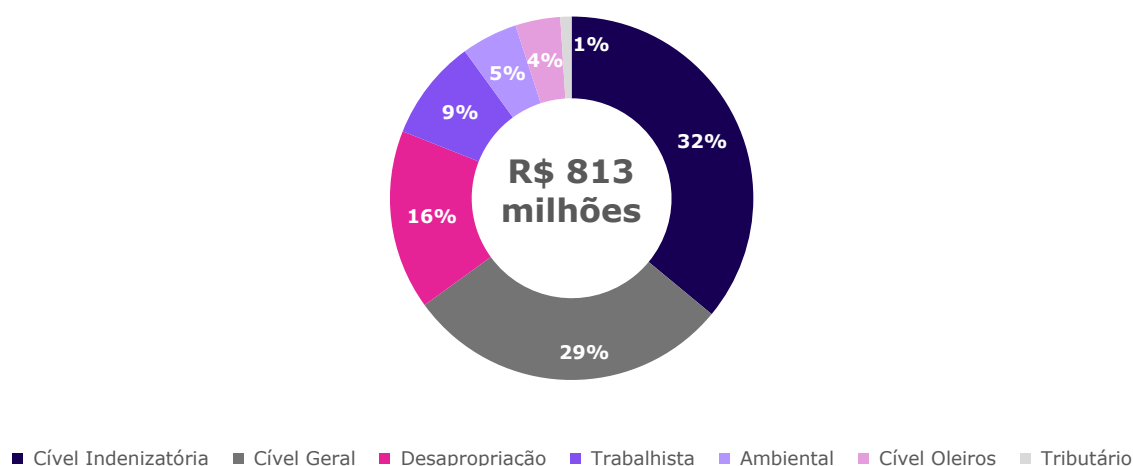
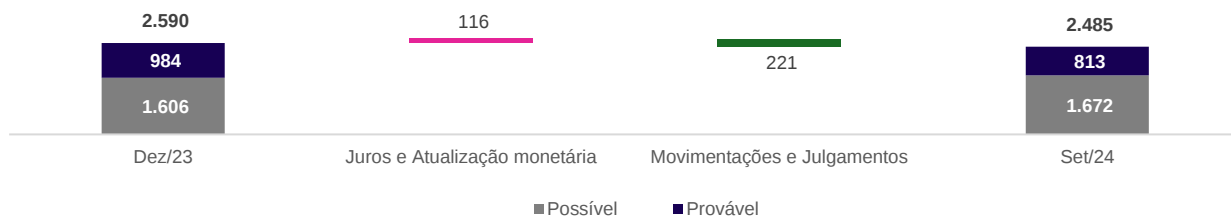


Gráfico 30 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo (R\$ milhões)



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.

6. Combinação de Negócios com AES Brasil

Tivemos avanços importantes para a conclusão da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil no terceiro trimestre deste ano, mantendo a data prevista para o *closing* desta Transação em 31 de outubro. As etapas de aprovações regulatórias foram concluídas com êxito, como a aprovação sem restrições por parte do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no dia 02 de julho, e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 06 de setembro. Quanto ao cumprimento das demais condições precedentes, que passam por interlocução com credores e outros *stakeholders*, no dia 14 de outubro foi aprovada a conclusão de mais esta etapa nos Conselhos de Administração de ambas as companhias, bem como foi aprovado o valor ajustado do resgate das ações preferenciais compulsoriamente resgatáveis pelos acionistas da AES Brasil.

Em 16 de outubro, foi iniciado o período de opção de escolha dos acionistas de AES Brasil em relação às três alternativas de conversão em caixa e/ou ações da Auren disponibilizadas para esta Transação. Após o exercício de escolha dos acionistas, será homologado o aumento de capital da Companhia, e a Auren contará com uma base acionária consolidada a partir do dia 01 de novembro, quando as ações da AES Brasil deixam de ser negociadas na B3. Os acionistas que não optaram por nenhuma das opções passam automaticamente para a nova base.

Ao final do dia 14 de outubro, após apuração e aprovação em Conselho de Administração da Auren e AES Brasil, ficou definido o valor de R\$ 11,84 por ação, conforme Fato Relevante divulgado no mesmo dia. Os detalhes de cada uma das opções, bem como o cronograma de liquidação, estão disponíveis no Fato Relevante supracitado e no Aviso aos Acionistas divulgado pela AES Brasil na mesma data.

Em 30 de outubro de 2024, data de divulgação deste material, estamos muito próximos de iniciar uma nova fase da Auren. Esta nova fase vem sendo planejada e amplamente discutida com a máxima atenção aos detalhes desde o anúncio da Combinação em 15 de maio. A Auren contou com o engajamento direto da alta Administração e de times totalmente dedicados a esta Transação, bem como com a colaboração de todas as equipes de ambas as Companhias, Auren e AES Brasil, para a construção de um plano de transição minuciosamente elaborado.

Nesta frente de trabalho, foram estabelecidos planos completos e detalhados para as atividades e ações a serem tomadas um dia após a conclusão da transação (D1), nos 30 (D30) e 100 dias (D100) seguintes, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional. A Auren manterá seus acionistas e o mercado informados dos avanços nos resultados e criação de valor das Companhias combinadas, por meio de suas comunicações trimestrais e pelos meios previstos no regimento estabelecido pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

7. Temas Regulatórios

7.1 MME divulga pacote de Consultas Públicas com foco em medidas de atendimento à potência do SIN

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, em setembro, um pacote de cinco Consultas Públicas que visam discutir diferentes mecanismos para ampliar a disponibilidade de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), principalmente para atendimento à demanda de ponta do país.

A Consulta Pública nº 173/2024 propõe o estabelecimento de um mecanismo extraordinário, com vigência até 31 de março de 2025, para a contratação de usinas termelétricas, em operação comercial e que não estejam suprimindo Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), para atendimento aos horários de ponta do SIN. Este mecanismo, a ser realizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), seria executado de forma competitiva onde os agentes realizarão ofertas de disponibilidade em R\$/MWh. O ONS será responsável por aceitar ou não as ofertas, levando em conta a minimização de custos para a operação do sistema. Um limite de preço máximo poderá ser fixado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Tal mecanismo não irá impactar a formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) e pretende minimizar os efeitos da contratação adicional ao mercado e aos consumidores finais.

Já as Consultas Públicas nº 174 e 172/2024 visam discutir o estabelecimento de diretrizes para a importação de energia do Paraguai. Nos termos já estabelecidos nas diretrizes de importação de energia da Argentina e do Uruguai, a proposta do MME é que os agentes setoriais interessados no mecanismo solicitem formalmente ao MME a autorização para importar energia do país vizinho. A obtenção de tal autorização estará vinculada ao cumprimento de diversas obrigações, como a necessidade de adimplemento com as obrigações setoriais e a declaração de que a geração e importação da Usina Binacional de Itaipu não será prejudicada, permanecendo prioritária para o intercâmbio de energia entre os dois países.

A terceira proposta que está em curso por meio da Consulta Pública nº 175/2024, objetiva discutir a reavaliação dos parâmetros utilizados nos critérios de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à demanda de potência no sistema, especialmente por conta das alterações na matriz elétrica brasileira que conta cada vez mais com energia intermitente. O MME propõe alterar os parâmetros de risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP) e o valor esperado de insuficiência da oferta de potência CVaR (PNS) ambos hoje em 5%, para 3% tornando-os mais restritivos e consequentemente aumentando a aversão ao risco. Como resultado, espera-se um aumento do montante de demanda a ser contratada nos futuros Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP).

Ainda com objetivo de trazer maior confiabilidade de suprimento ao sistema, o MME abriu também a Consulta Pública nº 176/2024 para discutir a minuta Portaria de Diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, com sistemas de armazenamento, previsto para 2025 ("LRCAP Armazenamento de 2025"). A proposta indica que o leilão será realizado em junho de 2025 e que os projetos vencedores deverão iniciar as operações comerciais até julho de 2029, com possibilidade de antecipação. Para se qualificar, os sistemas de armazenamento precisam ter a capacidade instalada mínima de 30 MW e atender ao critério de até 4 horas de compromisso de entrega de disponibilidade ("carregamento"), com o ONS podendo estender esse período. Os projetos vencedores serão remunerados por receitas fixas, corrigidas pelo IPCA, observando os usuais riscos inerentes ao leilão, como os custos de operação, manutenção, impostos e penalidades por indisponibilidade. Com este certame, o Ministério busca a diversificação da oferta de produtos para atendimento à ponta.

8. Informações Importantes

8.1 Eventos Subsequentes

Conclusão da Combinação de Negócios com AES Brasil

Ficou estabelecida a data de 31 de outubro de 2024 como a data de fechamento da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil, com a realização de uma reunião do Conselho de Administração da Companhia nesta data para, dentre outras matérias, homologar o aumento do capital social da Companhia, declarar a eficácia das deliberações tomadas na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 10 de setembro de 2024 e a consumação da incorporação, conforme termos previstos no Acordo e no Protocolo e Justificação firmado entre as partes.

Emissão de debêntures da Companhia

Em 23 de setembro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 2,5 bilhões e prazo de 7 anos, sendo amortizado em três parcelas anuais com vencimento em 10 de outubro de 2031. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 0,55% a.a. pagas semestralmente, a partir da Data de Emissão, nos dias 10 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 10 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 11 de outubro de 2024.

Em 15 de outubro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 5,4 bilhões e prazo de 4 anos, sendo amortizado em uma única parcela, equivalente a 100% do Valor Nominal Unitário das Debêntures, com vencimento em 28 de outubro de 2028. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 1,10% a.a. no 1º ano, CDI + 1,20% a.a. no 2º ano, CDI + 1,50% a.a. no 3º ano e CDI + 2,00% a.a. no 4º ano pagas semestralmente, a partir da Data de Emissão, nos dias 28 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 28 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 28 de outubro de 2024.



Earnings Release 3Q24

October 2024

Teleconference

October 31, 2024

(in Portuguese with simultaneous translation into English)

11:30 a.m. (Brasília) | 10:30 a.m. (New York) | 2:30 p.m. (London)

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

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

Contacts

Investor Relations

Mateus Ferreira (Finance VP and IRO)

Mariana Mayumi

Luiz Perez

Larissa Siqueira

Carolina Avila

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On September 30, 2024:

- **AURE3:** R\$10.46
- **Market Cap:** R\$10.5 billion



Contents

Contents	3
3Q24 Highlights	4
1. Energy Market	7
2. Operational Performance	11
3. Trading Performance	25
4. Financial Performance	28
5. Contingent Liabilities	38
6. Business Combination with AES Brasil	39
7. Regulatory Matters	40
8. Important Information	41

3Q24 Highlights

Auren reports Adjusted EBITDA of R\$484 million in 3Q24, a 7% year-over-year growth.

- **Adjusted EBITDA: R\$484.3 million** in 3Q24, an increase of **6.9% compared to 3Q23**, explained mainly by the performance of the trading segment, the startup of the new solar parks and higher dividends received from hydroelectric assets with minority stakes. Auren maintained its **high cash conversion ratio in the period, with approximately 84%** conversion of Adjusted EBITDA into operating cash flow after debt service;
- **Net Income: R\$270.8 million** in 3Q24, reversing a net loss of R\$838.1 million recorded in 3Q23, strongly impacted by the recognition of taxation on the adjustment of the gain related to the indemnity of the HPP Três Irmãos;
- **Trading:** Positive market-to-market aggregation of R\$296.9 million in 3Q24 and the margin gains amounting to R\$108.4 million from positions bought in previous periods and in the quarter (net effect of R\$188.5 million in the quarter). Auren, due to its robust portfolio and trading capacity, continues to take advantage of market opportunities generated by price volatility to realize gains;
- **Greenfield:** Sol de Jaíba solar farm complex, one of the largest solar parks in Brazil, completed its commercial start-up on September 20th, adding 500 MWac of installed capacity to the Auren's portfolio. The construction of Sol de Jaíba was successfully completed within the budget planned by the Company. An important project for Auren, which now has two solar farms in commercial operation (Sol do Jaíba and Sol do Piauí);
- **Integration process following the completion of the Business Combination between Auren and AES Brasil⁽¹⁾:** Having fulfilled all the conditions precedent, as announced via Material Fact on October 14th, the period for election of options of AES Brasil shareholders was opened from October 16th to 29th. Over the last five months the Company has worked on a detailed integration and value capture plan, dividing the plan into key initiatives and objectives to be implemented (i) one day after completion of the transaction, November 1st, (ii) up to 100 days after completion - Plan D100 and (iii) up to one year after completion - Plan D365. All the plans are already fully defined and underway, mainly addressing business continuity, capturing value from synergies and focusing on operational efficiency;
- **Debt management:** Maintaining its history of excellence in financial management, the Company completed its 3rd issuance of debentures amounting to R\$ 2.5 billion with competitive conditions, at an all-in cost of CDI + 0.60% p.a. and maturity in seven years. In addition, on October 28th, the entire acquisition finance of R\$5.4 billion was disbursed. These two lines will enable the company to complete the combination Transaction with AES Brasil and replenish its cash position to comply short-term obligations;
- **Auren became a component of Ibovespa (IBOV):** this milestone reflects our ongoing commitment to excellence and value creation for our shareholders. Ibovespa is B3's main index, representing the most traded and most relevant shares in the Brazilian capital market.

¹ Business Combination between Auren and AES Brasil ("Transaction") announced through a Material Fact notice on May 15th, 2024, with updates disclosed via Material Fact notices issued on August 6th, September 10th and October 14th, 2024.

Table 01 – 3Q24 Highlights

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Net Revenue	2,046.5	1,626.6	25.8%	4,894.1	4,478.2	9.3%
Hydroelectric	281.4	304.3	-7.5%	877.1	935.1	-6.2%
Wind	227.7	235.8	-3.5%	650.3	644.6	0.9%
Solar	43.6	-	N.M.	75.0	-	N.M.
Trading	1,688.9	1,209.9	39.6%	3,899.9	3,267.3	19.4%
Eliminations	(195.1)	(123.5)	57.9%	(608.2)	(368.8)	64.9%
PMSO	(158.1)	(146.6)	7.9%	(431.0)	(420.2)	2.6%
EBITDA	633.6	350.1	81.0%	1,631.3	1,259.9	29.5%
Adjusted EBITDA ^(a)	484.3	453.2	6.9%	1,300.9	1,285.4	1.2%
Adjusted EBITDA Margin	23.7%	27.9%	-4.2 p.p.	26.6%	28.7%	-2.1 p.p.
Hydroelectric	256.5	253.6	1.1%	694.9	710.5	-2.2%
Wind	140.1	162.8	-14.0%	411.8	431.8	-4.6%
Solar	23.2	-	N.M.	33.0	-	N.M.
Trading	87.3	64.4	35.6%	233.6	232.4	0.5%
Holding and Pipeline	(22.8)	(27.6)	-17.3%	(72.5)	(89.2)	-18.8%
Net Profit	270.8	(838.1)	N.M.	615.5	(425.3)	N.M.
Operational Cash Flow ^(b)	508.1	(48.5)	N.M.	1,317.5	793.7	66.0%
Free Cash Flow	282.8	(1,380.6)	N.M.	2,037.4	1,673.4	21.8%
Net Debt ^(c)	2,898.3	1,131.3	156.2%	2,898.3	1,131.3	156.2%
Leverage ^(d)	1.60x	0.62x	0.98x	1.60x	0.62x	0.98x

^(a) EBITDA adjusted by: (i) provision or reversal of litigation and write-off of judicial deposits; (ii) provision or reversal of impairment; (iii) dividends received from investees whose results are not consolidated by the Company; (iv) mark-to-market result of energy contracts; and (v) other non-recurring events;

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

^(c) Gross debt less cash and cash equivalents and short-term investments and reserve account, 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.

Message from Management

The third quarter of 2024 marks the Company's last release before the completion of the business combination Transaction with AES Brasil. An important milestone in Auren's brief and successful history, which began in 2016 with a single wind asset - Ventos do Piauí I - totaling just over 200 MW, the Company now becomes the 3rd largest power generator in Brazil, with almost 9 GW of installed capacity, standing out for the diversification of its portfolio of renewable energy generation sources. Scheduled for completion by October 31st, the plans for the integration are fully defined and underway, mainly addressing business continuity, capturing value from synergies and focusing on operational efficiency.

In the generation segment, in September we celebrated the conclusion of the commercial start-up of the Sol do Jaíba solar park, which totals 500 MWac of installed capacity, with total generation from solar sources in 3Q24 of 104 average MW. Consolidated wind generation in 3Q24 exceeded the 90th percentile (P90) of production certification, reaching 656 average MW, equivalent to 95% of the 50th percentile (P50). In hydroelectric generation, energy production at the Porto Primavera HPP amounted to 823 average MW in the quarter, 9% lower than in 3Q23, mainly due to water availability.

In the trading segment, we saw higher average energy prices this quarter when compared to the first six months of the year, given the scenario of growing demand, a more recessive hydrological scenario compared to previous years and a consequent increase in thermoelectric dispatch. The contracting level of the portfolio remained high until 2026, representing approximately 95% of the resource. The disciplined management of the energy balance, the diversification of the company's portfolio and its trading capacity allowed Auren to register margin gains on positions built up in previous periods and in the quarter of R\$108 million in 3Q24, in addition to the positive aggregation of R\$297 million in the mark-to-market of future energy contracts.

As to the financial performance, the Company recorded Adjusted EBITDA of R\$484 million in 3Q24, 7% higher than in the same period last year. This result was mainly driven by the performance of the trading segment, which totaled R\$87 million in Adjusted EBITDA in the quarter, by the solar segment, with the start-up of the new parks and by higher dividends received from minority stakes. Accounting EBITDA, which includes mark-to-market effects but does not take into account dividends received from minority stakes, totaled R\$634 million in 3Q24, up 81% from 3Q23.

Guided by its excellence in financial management, the Company raised R\$2.5 billion in October, to disburse the acquisition finance of R\$5.4 billion previously contracted. This approach was specially designed to optimize the management of Auren's debt as the Transaction nears completion. Auren took advantage of a favorable scenario to issue the R\$2.5 billion, which allowed the Company to raise funds with very competitive conditions (all-in cost of CDI+0.6 p.a.). This funding not only strengthens the Company's cash position, but also demonstrates its credit quality and management capacity.

In September, Auren became a component of the Ibovespa (IBOV) portfolio. This milestone reflects our ongoing commitment to excellence and creation of value for our shareholders. Ibovespa is B3's main index and represents the most traded and relevant stocks in the Brazilian market. Being part of this group not only increases our visibility in the market, but also reinforces Auren's position as a major player in the Brazilian stock exchange.

After the combination with AES Brasil, we will begin a new cycle in our history, with the same courage to grow and generate value that we have had over the last eight years, and which has allowed us to build the third largest power generator and the largest trader in the country. We would like to thank our shareholders, employees and stakeholders for their continued support in our growth journey focused on management capacity, operational excellence and financial discipline and towards a cleaner and sustainable future. Together, we will continue to generate energy to drive people and business forward. We welcome the AES Brasil shareholders who believe in the quality of our work and who will be part of our base as of November 1st.

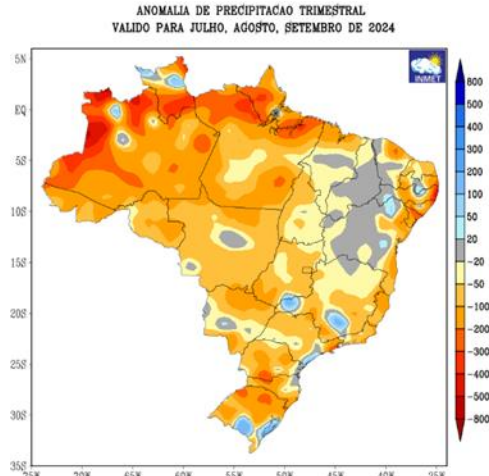
Fabio Zanfelicce, CEO

Mateus Ferreira, CFO and IRO

1. Energy Market

The third quarter is marked by a dry period in the Southeast, Midwest and Northeast, characterized by low volumes of precipitation. On the other hand, this period is predominantly wet in the South, where accumulated rainfall is expected to be more significant than in the rest of the country, although less than in the second quarter.

Figure 01 - Precipitation anomaly in 3Q24



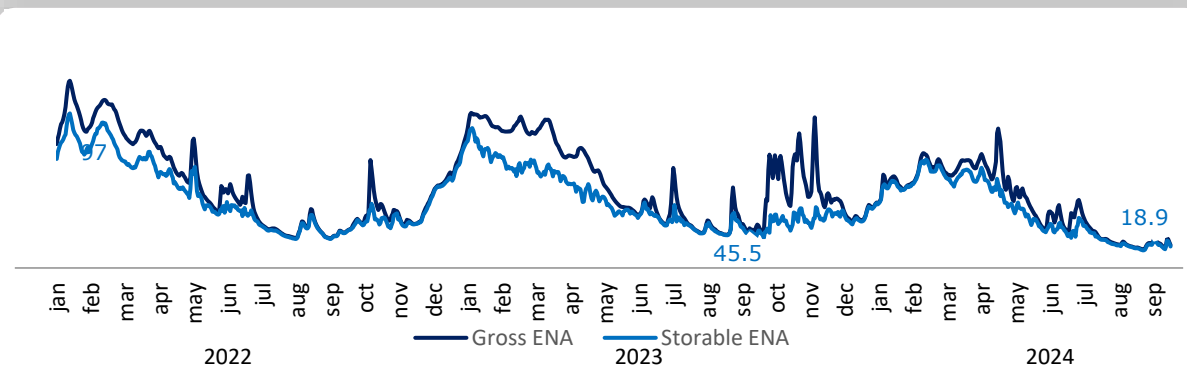
Source: INMET (portuguese abbreviation for National Institute of Meteorology)

In 3Q24, cold fronts passed through and contributed to accumulated rainfall of more than 100 mm in the South, although below the climatological average. The Northeast and Southeast regions did not show significant deviations from the climatological average.

Affluent Natural Energy (ENA) in 3Q24 was lower than the levels recorded in the same period of 2023. Gross ENA in 3Q24 was 66% of the Long-Term Average (LTA), which represented a decrease of 30 p.p. compared to 3Q23.

From the point of view of Storable ENA, which represents the amount of natural energy that can be stored in the reservoirs, the average value was 58% of MLT (portuguese abbreviation for Long Term Average) in 3Q24. This value was 27 p.p. below the Storable ENA values for the same period in 2023.

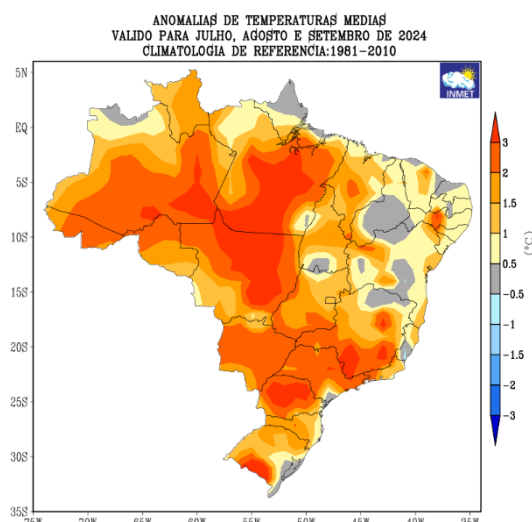
Chart 01 - Gross and Storable Affluent Natural Energy for the entire National Interconnected System (SIN) (average GW)



ENA/MLT	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M	Year
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	80%	98%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	95%	98%	102%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	50%				66%	72%	-

With regard to temperature, as frontal systems were less active and polar air masses were less present in the country, high temperatures were recorded in most parts of the country, especially in the Southeast/Central-West region. The differences were most significant in September, when the anomalies exceeded 1.5°C throughout the country, except for the Northeast. In the same month, in São Paulo and Paraná steaks, the maximum temperature was approximately 4°C above the historical average.

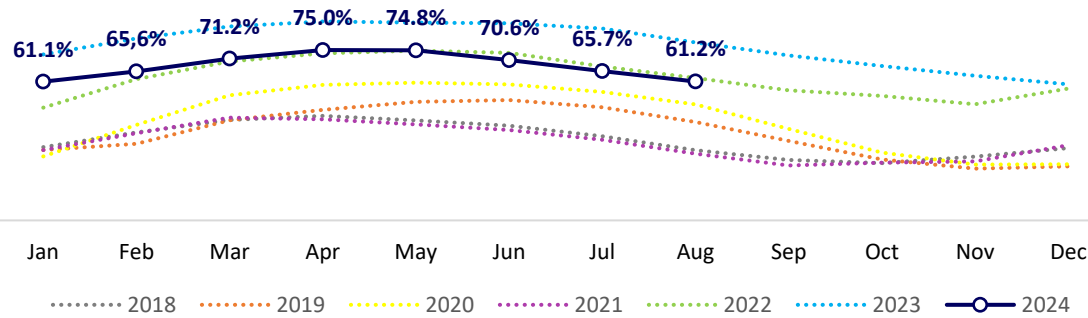
Figure 02 - Anomaly of maximum air temperature in 3Q24



Source: INMET (portuguese abbreviation for National Institute of Meteorology)

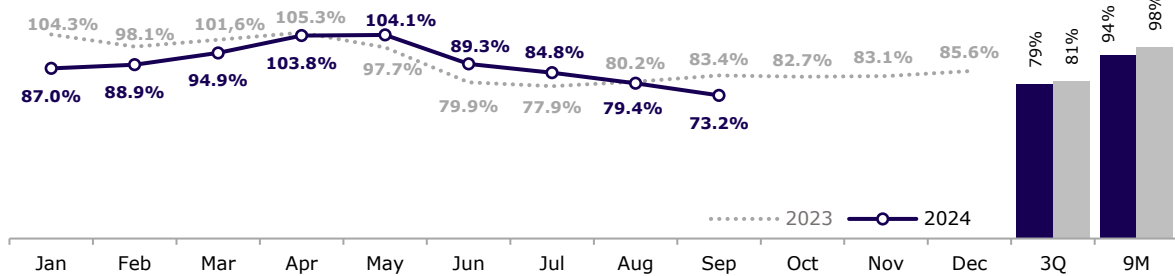
Energy load increased 5.2% in 3Q24 vs. 3Q23, representing an additional consumption of 3.8 average GW. In addition to the economic justification, consumption is also linked to the high temperatures in the Center-South region of the country, as seen above. With higher consumption and low inflows, reservoir depletion was more pronounced than in the previous year, so that the level of reservoirs in the National Interconnected System (SIN) reached the end of 3Q24 at 23.5 p.p. lower than at the end of 3Q23.

Chart 02 - Reservoir levels of the National Interconnected System (% Maximum Energy Stored)



Regarding the hydroelectric displacement (adjustment of the Energy Reallocation Mechanism - MRE, that is, the Generation Scaling Factor - GSF), according to the Electricity Trading Chamber (CCEE), the average amount observed in 3Q24 was 79.0% vs. 80.6% in 3Q23. Note that the decrease of the MRE adjustment factor is explained by the lower hydroelectric generation in the period, which is linked to the low water inflows in the quarter.

Chart 03 - Hydroelectric displacement (GSF %)

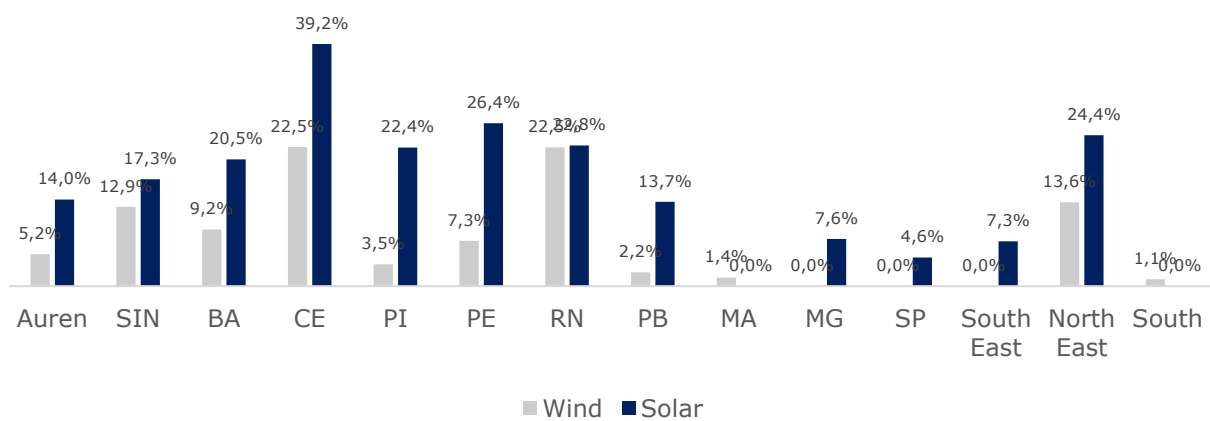


Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M	Year
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	75%	88%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	81%	92%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	90%	85%	79%	73%	-	-	-	79%	89%	-

Finally, in 3Q24 there were generation cuts (curtailment) for wind power of 12.9% and 17.3% for solar power, both average values considering the entire SIN. It should be noted that the period from July to September is characterized by the highest wind generation values due to the seasonal characteristic of wind speed, especially in the Northeast region, so there is a greater likelihood of deeper curtailments in this period when compared to the other months of the year. Considering all of Auren's assets, the generation restriction was considerably lower when compared to the average values for the SIN, totaling 5.2% for wind assets and 14% for solar assets.

The generation cuts are not uniformly distributed among the regions of the country due to the energy flow limits for distribution of the energy generated, the local demand profile, the volume of distributed generation installed and the hourly seasonality of energy generation. In 3Q24, the states of Ceará and Rio Grande do Norte were the most affected, due to delayed construction works in the transmission system, which resulted in a decrease in generation capacity to avoid system overload.

Chart 04 – Curtailment observed by source and by state in 3Q24



Generation (GWm)	Auren	SIN	BA	CE	PI	PE	RN	PB	MA	MG	SP	SE/CO	NE	S
Wind	0.7	15.1	5.2	0.9	2.6	0.4	4.5	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	14.1	0.7
Solar	0.1	3.1	0.5	0.2	0.4	0.2	0.2	0.1	0.0	1.3	0.2	1.4	1.7	0.0

Source: ONS (portuguese abbreviation for Operator National System) open data.

2. Operational Performance

In September 2024, Auren's operational installed capacity totaled 3,618 MW, of which: 2,088 MW refers to hydropower, including 548 MW of assets in which the Company holds significant non-controlling interest; 982 MW refers to wind power; and 548 MWac refers to solar power.

1.1 Hydroelectric Generation

Power generation at the hydroelectric power plant (HPP) Porto Primavera reached 822.8 average MW in 3Q24, 8.7% lower than in 3Q23 (900.9 average MW), mainly due to the decision of the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE) to implement the plan to reduce the diffluent flow of the cascade plants on the Paraná River, where HPP Porto Primavera is located. Additionally, 3Q24 was marked by a recession in water availability, as recorded in Table 03, where the Affluent Natural Energy (ENA) of the Southeast/Midwest subsystem was below 38% compared to 3Q23. In the year to date, HPP Porto Primavera generated 828.4 average MW, 8.2% lower than the generation in 3Q23.

Table 1 – Generation by hydroelectric assets 100% owned by the Company

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (average MW)	Energy Generation (average MW)					
			3Q24	3Q23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
HPP Porto Primavera	1,540.0	886.8	822.8	HPP Porto Primavera	1,540.0	886.8	822.8	- 8.2%

Table 2 - Evolution of the release flow from the Porto Primavera HPP²

Average Flows (m ³ /s)	3Q24	3Q23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
Turbine Flow	4,580	5,052	-9.3%	4,635	5,230	-11.4%
Pouring Flow	8	5	N.M.	5	1,383	N.M.
Total Release Flow	4,588	5,057	-9.3%	4,640	6,613	-29.8%

In 3Q24, the inflows of the reservoirs of the National Interconnected System (SIN), particularly in the Southeast/Midwest subsystem, were 37.7 p.p. lower than in 3Q23. In the first nine months of 2024, inflows were way below the historical average (-61 p.p.), closing the quarter 37 p.p. lower than in the year-ago period, as shown in Table 3.

² Total Release Flow: Total flow that goes through the plant, result of the sum of plant discharge and spilled flow.

Table 3 – Affluent Natural Energy (ENA) from the Southeast/Midwest Subsystem

Period	ENA (average MW)			ENA (% MLT) ⁽³⁾	
	2024	2023	Var. (%)	2024	2023
January	37,064	77,841	January	56%	77,841
February	43,505	73,925	February	61%	73,925
March	45,836	71,117	March	66%	71,117
April	46,110	55,160	April	84%	55,160
May	23,881	36,569	May	60%	36,569
June	18,221	30,862	June	56%	30,862
July	14,972	22,870	July	59%	22,870
August	11,939	18,510	August	58%	18,510
September	9,624	17,296	September	49%	17,296
1Q	42,105	74,307	1Q	61%	74,307
2Q	29,343	40,817	2Q	67%	40,817
3Q	12,206	19,583	3Q	55%	19,583
9M	27,828	44,702	9M	61%	44,702

The average availability index of plants operated by Auren remained above the reference values defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). In 3Q24, the average availability index of HPP Porto Primavera was 92.9%, 0.6 p.p. higher than the ANEEL reference values.

Table 4 – Availability of plants operated by Auren and reference values adopted by ANEEL

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Number of Generations Units	GU Unit Capacity (MW)	Verified Availability	ANEEL Reference Index
HPP Porto Primavera	1,540.0	14	110.0	92.9%	92.3%
HPP Picada	50.0	2	25.0	97.2%	94.6%

³ MLT (portuguese abbreviation for Long Term Average). Information available at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afuente_subsistema.aspx.

1.2 Wind Power Generation

The following table shows the current technical characteristics of wind complexes.

Table 5 – Technical characteristics of wind complexes

Wind Complex	Installed Capacity (MW)	Number of wind turbines	Manufacturer	Model	Type of Operation and Maintenance Contract
Ventos do Araripe III	357.9	156	GE	2X (2.3 e 2.4 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205.8	98	Siemens Gamesa	G114 (2.1 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II ⁽⁴⁾	211.5	47	Vestas	V150 (4.5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III ⁽¹¹⁾	207.0	46	Vestas	V150 (4.5 MW)	Full Scope Agreement
Total	982.2	347	-	-	-

Power generation of Auren's wind farms totaled 655.7 average MW in 3Q24, up 6.5% from 3Q23 (615.8 average MW) and 5.1% below certification at the 50th percentile (P50), mainly impacted by generation curtailment requested by the ONS (portuguese abbreviation for National Electric System Operator), which totaled 34.7 average MW in the period, with 6.3 average MW eligible for reimbursement (electrical nature restriction - REL). Note that, if there were no restrictions, energy generation would have reached 99.9% of expected generation in P50 and 106.5% of expected generation in P90.

Table 6 - Generation by wind complexes and generation performance in relation to certification

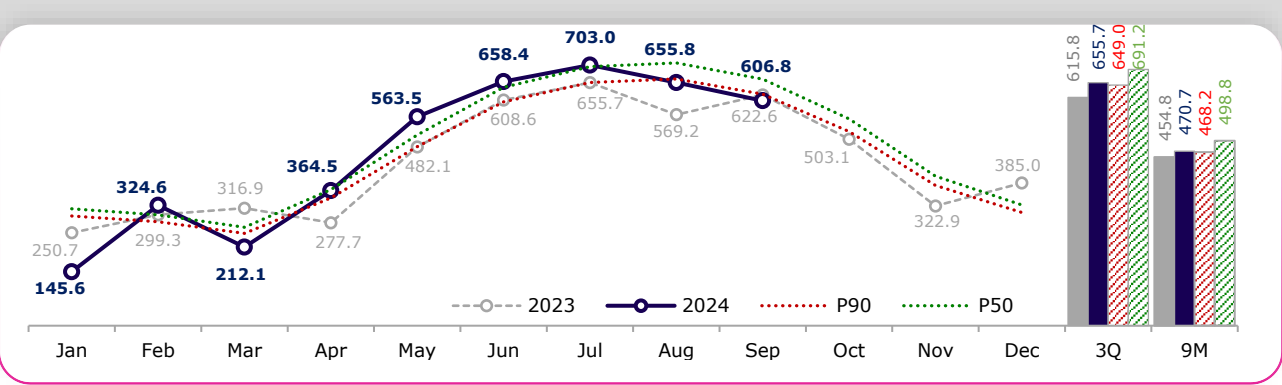
Wind Complex	Physical Guarantee (average MW)	Power Generation (average MW)						Variation (%) 3Q24	
		3Q24	3Q23	Var.(%)	9M24	9M23	Var. (%)	P50	P90
Ventos do Araripe III ⁽⁵⁾	178.5	229.3	219.8	4.3%	164.2	160.1	2.6%	-10.5%	-5.2%
Ventos do Piauí I	106.3	134.6	128.2	5.0%	96.8	93.1	4.0%	-8.3%	-3.1%
Ventos do Piauí II ⁽⁴⁾	105.7	147.9	137.0	8.0%	110.2	104.2	5.8%	1.2%	8.6%
Ventos do Piauí III ⁽⁴⁾	100.6	144.0	130.7	10.2%	99.6	97.4	2.3%	1.4%	9.2%
Total	491.1	655.7	615.8	6.5%	470.7	454.8	3.5%	-5.1%	1.0%

⁴ For the Ventos do Piauí II and III, there was a change in the installed capacity in August 2023, after changing the technical characteristics of the wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW, altering the certification levels.

⁵ Firm energy after revocation of the ordinary revision in 2022, as per Ordinance 2,634 SNTPE/MME published on October 19, 2023 by the National Energy Transition and Planning Secretary of the Ministry of Mines and Energy (MME).

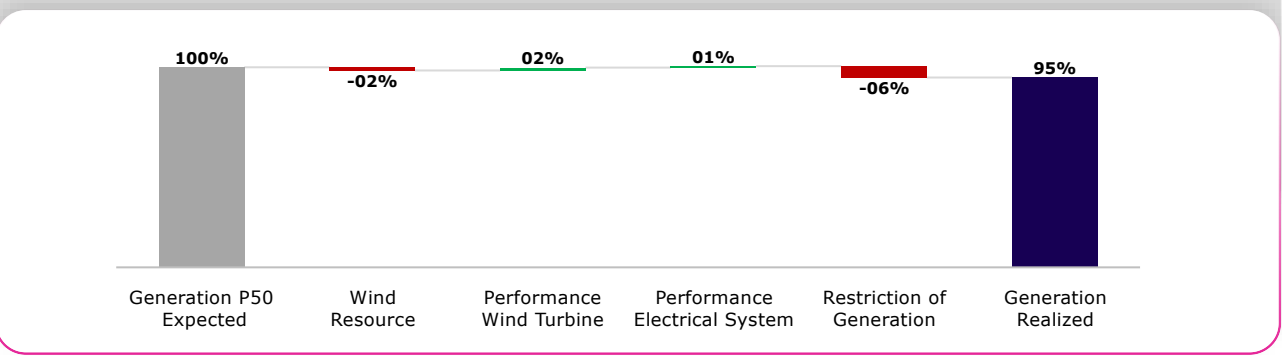
It is important to note that the wind resource was more favorable at higher altitudes in the quarter. As a result, the output of the Ventos do Piauí II and III Wind Complexes was higher, given that their wind turbines are 120 meters high, while the wind turbines at Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III are 80 meters high.

Chart 1 – Wind Farms: Power generation and certified values for P50 and P90 (average MW)



The wind turbines performed 1.5% above the technical parameter of the project, thanks to the high availability of the assets and high-power curve. The performance of the power grid⁶ was above expected in 0.7%. The decline in generation caused by curtailment represented 5.7% of the expected generation.

Chart 2 – Performance of wind farms in 3Q24 compared to technical parameters of the project, with average expected generation of P50 (base: 100)



⁶ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

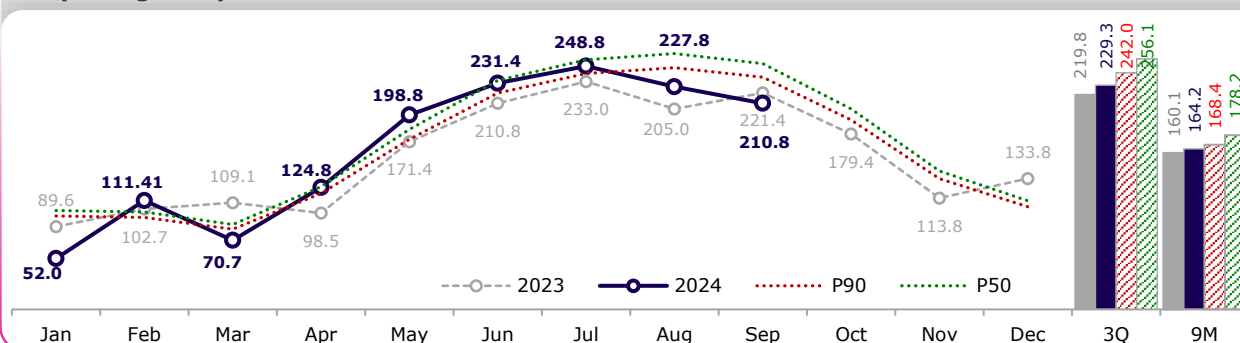
Ventos do Araripe III

In 3Q24, generation of Ventos do Araripe III was 229.3 average MW, 4.3% higher than in 3Q23 (219.8 average MW). Generation was 5.2% lower than expected in P90 and 10.5% lower than average generation expected in P50, due to generation restrictions (curtailment) and a lower than expected wind resource.

Table 7 – Generation of Ventos do Araripe III wind complex

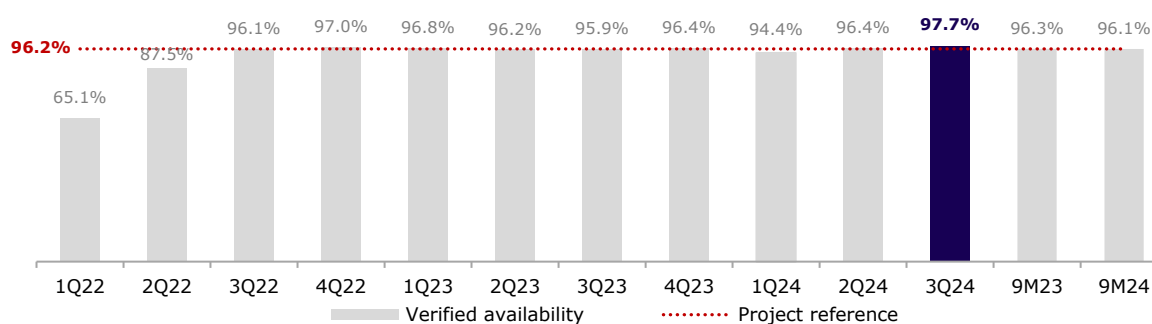
Period	Generation (average MW)	Generation Expected (P90) (average MW)	Var. (P90)	Generation Expected (P50) (average MW)	Var. (P50)
1Q23	98.7				
1Q24	77.3	90.4	-14.5%	95.7	-19.2%
2Q23	160.4				
2Q24	185.1	171.3	-6.4%	181.3	-11.5%
3Q23	219.8				
3Q24	229.3	242.0	-5.2%	256.1	-10.5%
9M23	160.1				
9M24	164.2	168.4	-2.5%	178.2	-7.9%

Chart 3 - Ventos do Araripe III: Power generation and certified values for P50 and P90 (average MW)



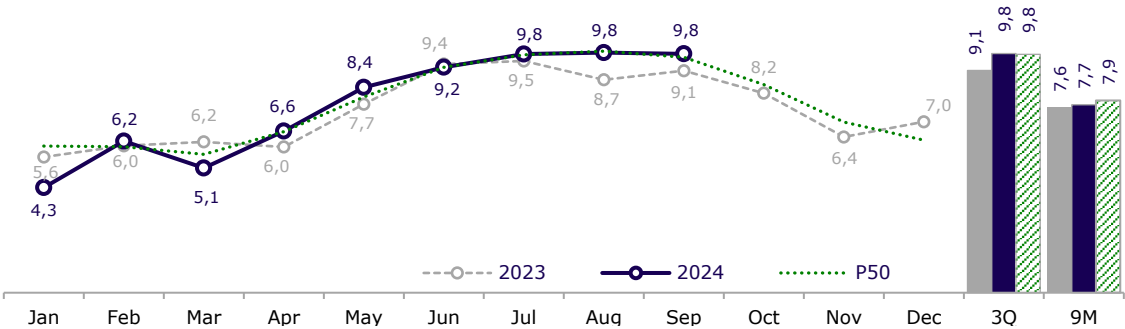
The average time availability index of the complex reached 97.7% in 3Q24, above the project reference of 96.2%.

Chart 4 – Ventos do Araripe III: Average Time Availability (%)



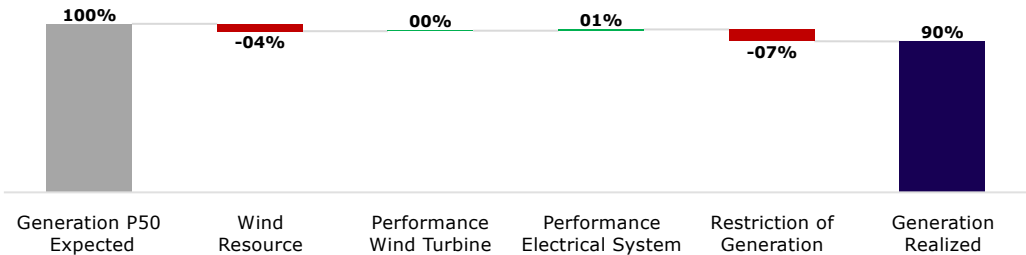
In 3Q24, the average wind speed was 9.8 m/s, 7.6% higher than the 9.1 m/s recorded in 3Q23. The useful wind resource, which is the wind speed actually used to generate energy, for Ventos do Araripe III was 9.4 m/s, equivalent to 95.9% of the expected P50 (9.8 m/s).

Chart 5 – Ventos do Araripe III: Monthly Average Wind Speed (m/s)



Assessing the results of 3Q24 based on the technical parameters of the project, winds were 4.4% below the long-term average for a 20-year horizon. The performance of the wind turbines was 0.3% higher than expected, thanks to the high-power curve. The performance of the power grid was 0.8% above expected due to high availability of the internal network and substations. The decline in generation caused by curtailment represented 7.1%.

Chart 6 - Ventos do Araripe III: Performance of the wind farm in 3Q24 compared to the technical parameters of the project, with average expected generation in P50 (base: 100)



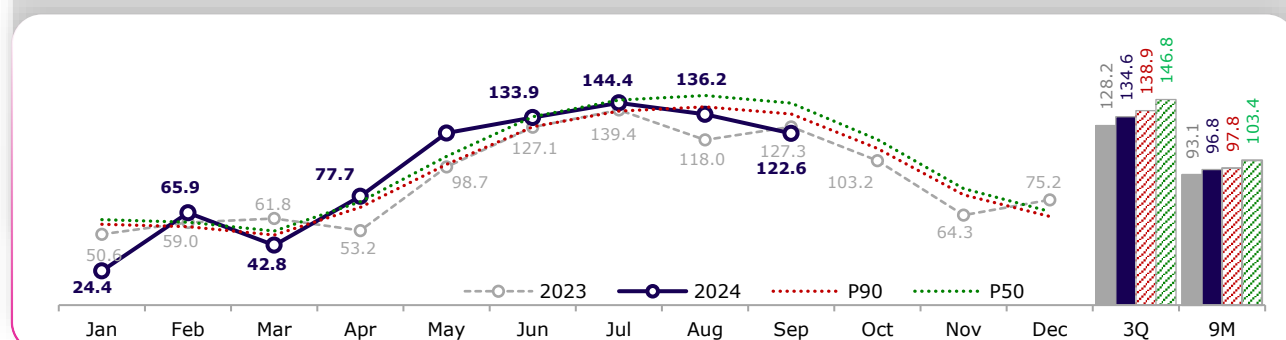
Ventos do Piauí I

In 3Q24, generation of Ventos do Piauí I was 134.6 average MW, 5.0% higher than in 3Q23 (128.2 average MW). Generation was 3.1% lower than expected in P90 and 8.3% lower than average generation expected in P50, due to generation curtailment and useful wind below expectations.

Table 8 – Generation of Ventos do Piauí I wind complex

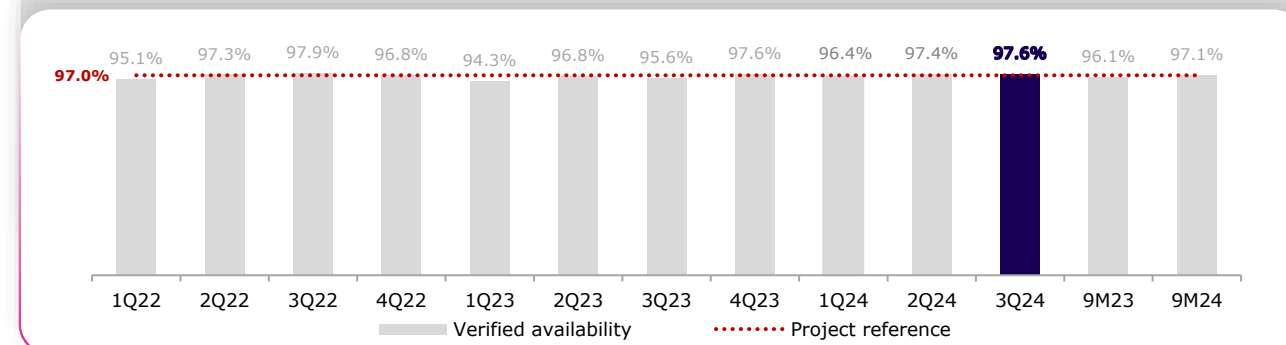
Period	Generation (average MW)	Expected Generation (P90) (average MW)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (average MW)	Var. (P50)
1Q23	57.1	54.6	4.6%	57.7	-1.0%
1Q24	43.9		-19.6%		-23.9%
2Q23	93.1	99.2	-6.1%	104.9	-11.2%
2Q24	111.6		12.5%		6.4%
3Q23	128.2	138.9	-7.7%	146.8	-12.7%
3Q24	134.6		-3.1%		-8.3%
9M23	93.1	97.8	-4.8%	103.4	-10.0%
9M24	96.8		-1.0%		-6.4%

Chart 7 - Ventos do Piauí I: Power generation and certified values for P50 and P90 (average MW)

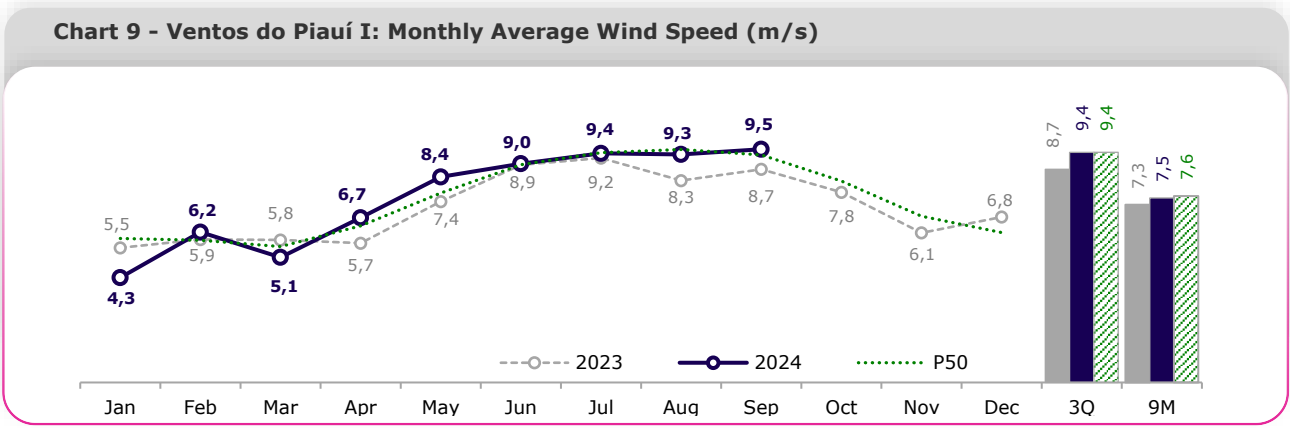


The average time availability index of Ventos do Piauí I complex reached 97.6% of total installed capacity in 3Q24, above the project reference of 97.0%.

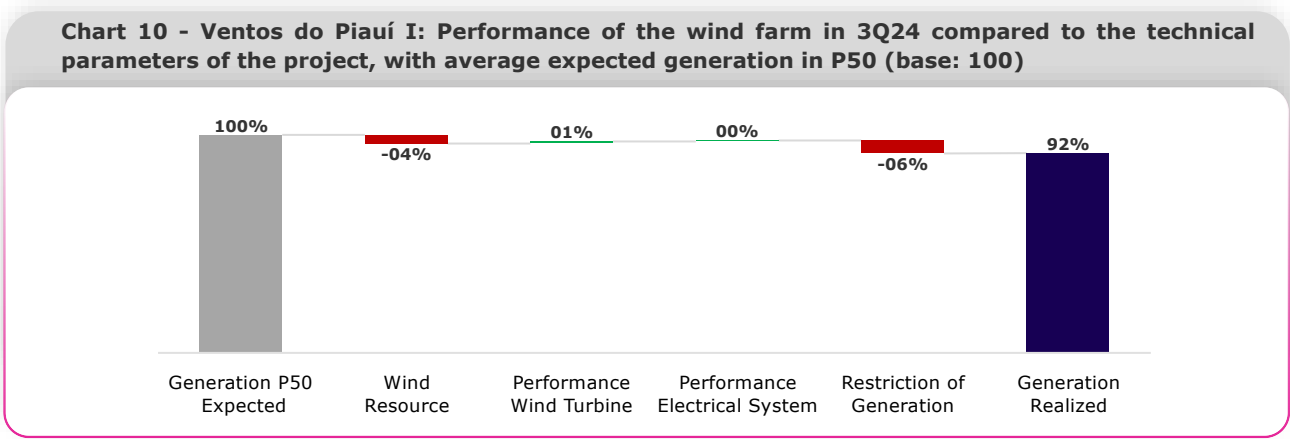
Chart 8 - Ventos do Piauí I: Average Time Availability (%)



In 3Q24, the average wind speed was 9.4 m/s, 8.0% higher than the 8.7 m/s recorded in 3Q23. The useful wind resource, which is the wind speed actually used to generate energy, for Ventos do Piauí I was 9.1 m/s, equivalent to 96.7% of the expected P50 (9.4 m/s).



Assessing the results of 3Q24 based on the technical parameters of the project, winds were 4.0% below the long-term average for a 20-year horizon. The performance of the wind turbines was 1.0% higher than expected, due to the high-power curve. The performance of the farm’s power grid was 0.4% above expected. Curtailment negatively affected the quarterly results by 5.9%.



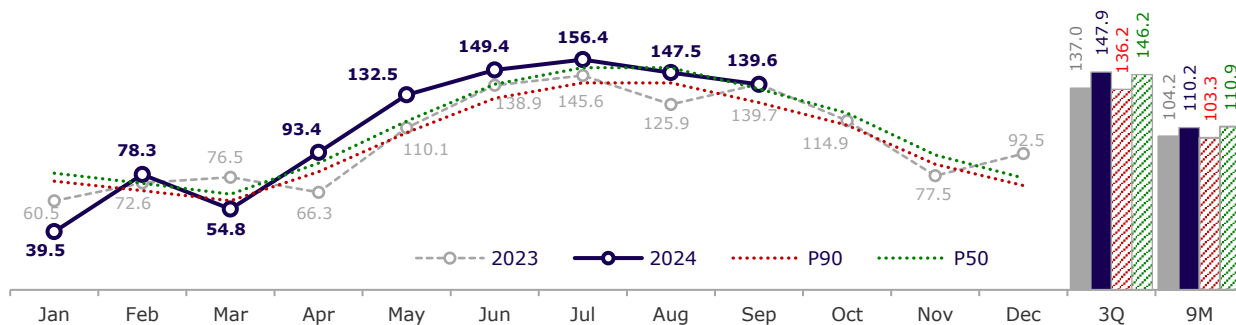
Ventos do Piauí II

In 3Q24, generation of Ventos do Piauí II was 147.9 average MW, 8.0% higher than in 3Q23 (137.0 average MW). Generation was 8.6% higher than expected in P90 and 1.2% higher than average expected generation in P50, due to high availability of the wind turbines and good winds in the period.

Table 9 – Quarterly generation of Ventos do Piauí II wind complex⁽⁷⁾

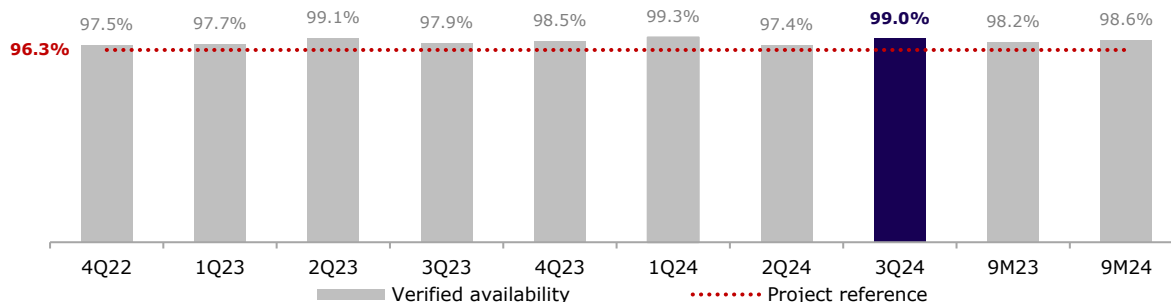
Period	Generation (average MW)	Expected Generation (P90) (average MW)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (average MW)	Var. (P50)
1Q23	69.8	60.1	16.2%	69.1	0.9%
1Q24	57.1	67.2	-15.1%	72.2	-20.9%
2Q23	105.1	93.8	12.0%	108.0	-2.7%
2Q24	125.1	105.7	18.4%	113.5	10.3%
3Q23	137.0	121.1	13.1%	139.4	-1.7%
3Q24	147.9	136.2	8.6%	146.2	1.2%
9M23	104.2	91.9	13.4%	105.9	-1.6%
9M24	110.2	103.3	6.7%	110.9	-0.6%

Chart 11 - Ventos do Piauí II: Power generation and certified values for P50 and P90 (average MW)



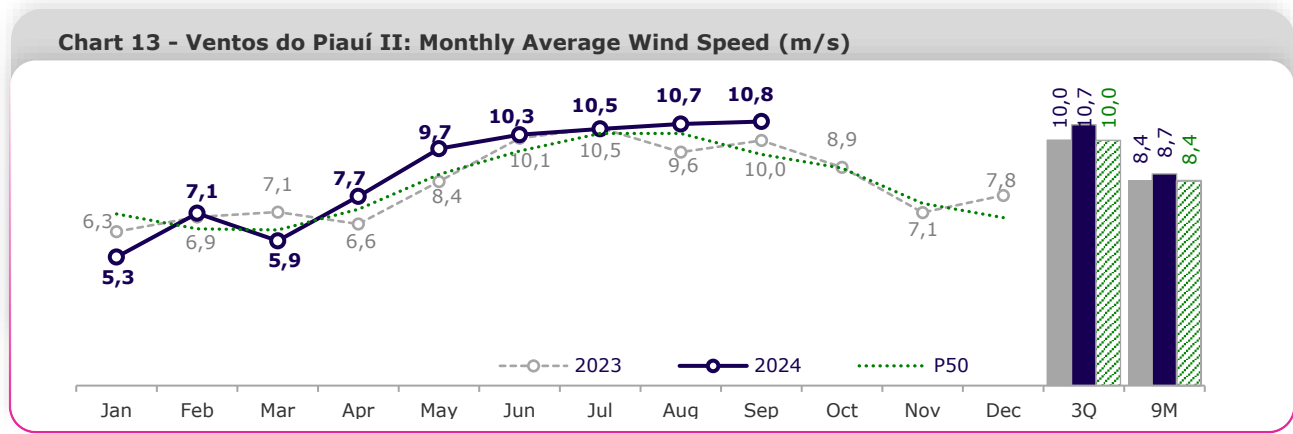
The average time availability index of the complex reached 99.0% in 3Q24, above the project reference of 96.3%.

Chart 12 - Ventos do Piauí II: Average Time Availability (%)

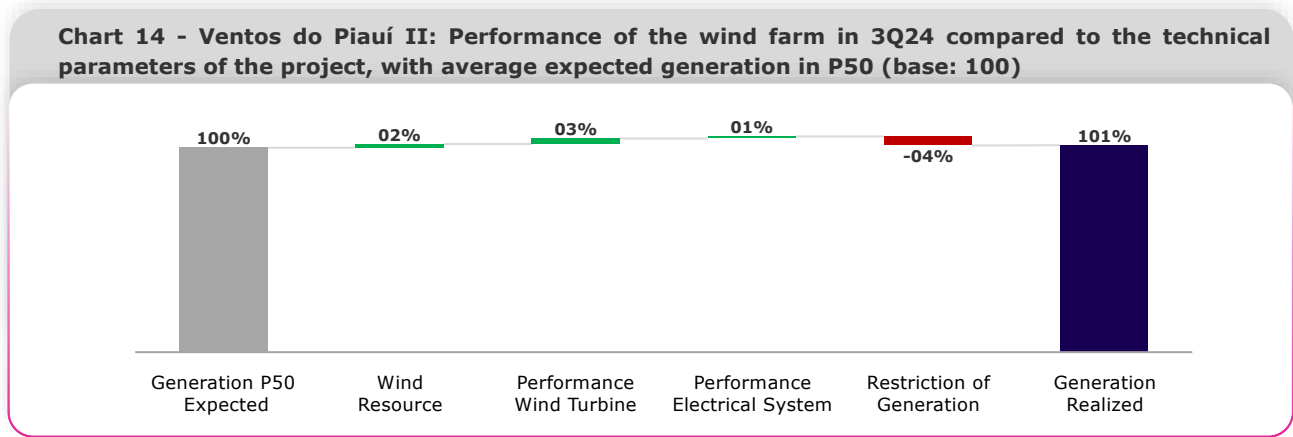


⁽⁷⁾ Increase in the P90 and P90 expectation due to the change in the power of the wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW and the use of long-term certification, applied after the 2nd year of operation.

In 3Q24, average wind speed was 10.7 m/s, 6.3% faster than in 3Q23 (10.0 m/s). The useful wind resource, which is the wind speed actually used to generate energy, for Ventos do Piauí II was 10.2 m/s, equivalent to 102.0% of the expected P50 (10.0 m/s).



Assessing the results of 3Q24 based on the technical parameters of the project, winds were 1.8% above the long-term average. The performance of the wind turbines was 2.7% above expectation due to the high availability of the asset, while the performance of the farm’s power grid was 1.0% above expected. Curtailment negatively affected the quarterly results by 4.4%.



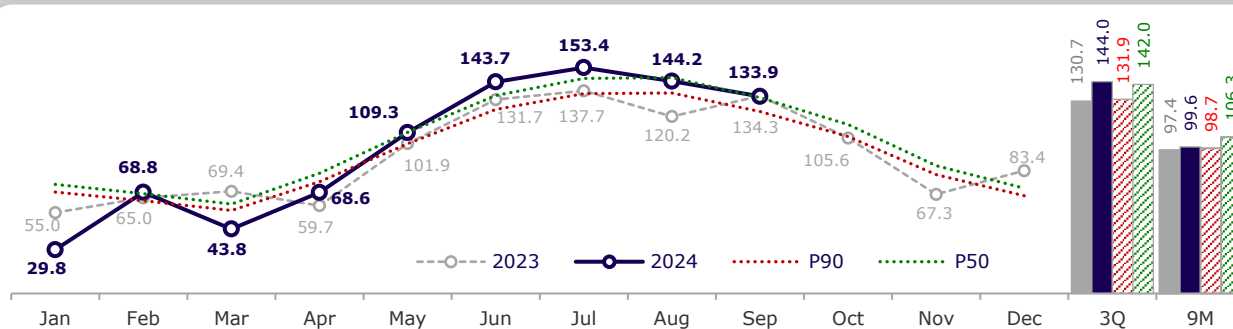
Ventos do Piauí III

In 3Q24, generation of Ventos do Piauí III was 144.0 average MW, 10.2% higher than in 3Q23 (130.7 average MW). Generation was 9.2% higher than expected for P90 and 1.4% higher than average expected generation (P50), due to the high availability of the wind turbines and good winds in the period.

Table 10 – Quarterly generation of Ventos do Piauí III wind complex⁽⁸⁾

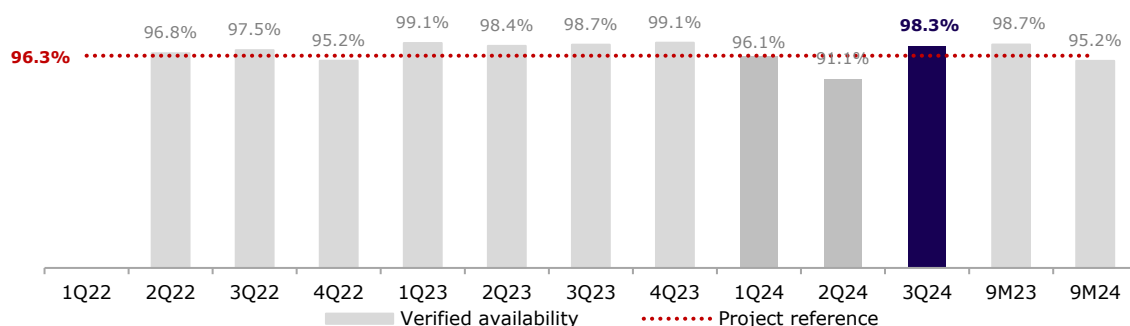
Period	Generation (average MW)	Expected Generation (P90) (average MW)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (average MW)	Var. (P50)
1Q23	63.1	56.0	12.6%	64.7	-2.6%
1Q24	47.0	62.7	-25.1%	67.5	-30.4%
2Q23	97.8	89.5	9.3%	103.5	-5.5%
2Q24	107.2	100.9	6.3%	108.6	-1.2%
3Q23	130.7	116.6	12.1%	134.9	-3.1%
3Q24	144.0	131.9	9.2%	142.0	1.4%
9M23	97.4	87.6	11.2%	101.3	-3.8%
9M24	99.6	98.7	0.9%	106.3	-6.3%

Chart 15 - Ventos do Piauí III: Power generation and certified values for P50 and P90 (average MW)



The average time availability index of the complex reached 98.3% in 3Q24, above the project reference of 96.3%.

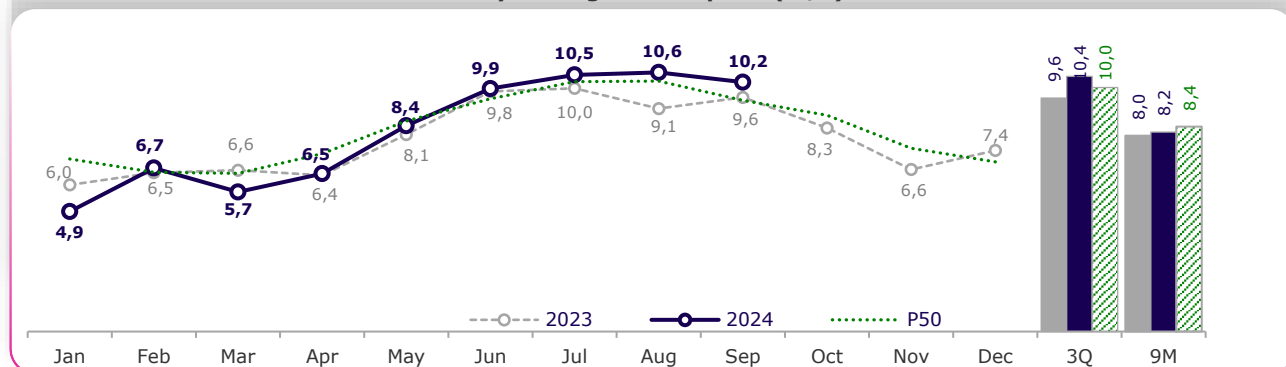
Chart 16 - Ventos do Piauí III: Average Time Availability (%)



⁽⁸⁾ Increase in the P90 and 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

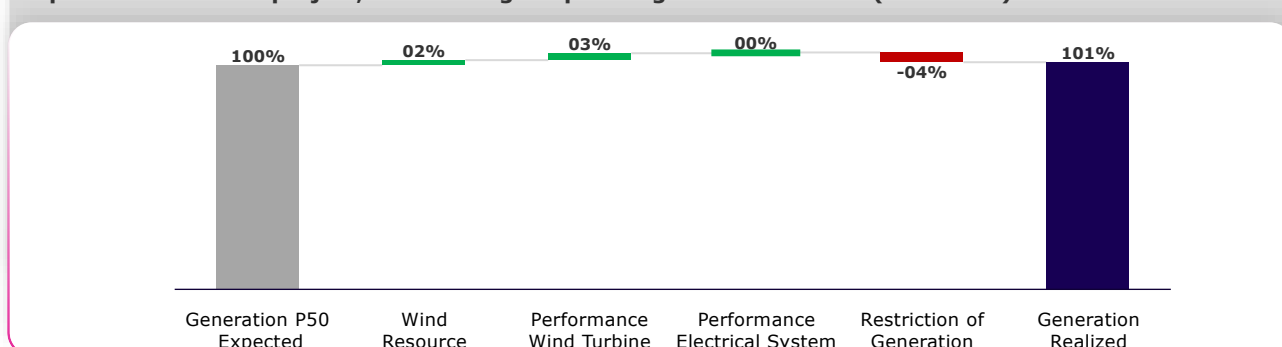
In 3Q24, average wind speed was 10.4 m/s, 9.2% faster than in 3Q23 (9.6 m/s). The useful wind resource, which is the wind speed actually used to generate energy, in 3Q24 for Ventos do Piauí III was 10.2 m/s, equivalent to 102.2% of the expected P50 (10.0 m/s).

Chart 17 - Ventos do Piauí III: Monthly Average Wind Speed (m/s)



Assessing the results based on the technical parameters of the project, in 3Q24 winds were 2.3% above the long-term average for a 20-year horizon. The performance of the wind turbines was 3.1% above expectation due to the high availability of the assets, while the performance of the farm's power grid was 0.3% above expected. Generation curtailment negatively affected the quarterly results by 4.3%.

Chart 18 - Ventos do Piauí III: Performance of the wind farm in 3Q24 compared to the technical parameters of the project, with average expected generation in P50 (base: 100)



1.3 Solar Power Generation

Sol do Piauí I Photovoltaic Power Plant

Sol do Piauí I is the first project authorized⁽⁹⁾ by ANEEL to operate in association with a wind complex (Ventos do Piauí I), sharing the existing transmission infrastructure (line and substation).

The project started its test operation on November 9th, 2023. On January 3rd, 2024 ANEEL published an order authorizing the start of commercial operation of the total 48.1 MWac installed capacity of the project. The farm has the following technical characteristics:

Table 11 – Technical characteristics of the solar park

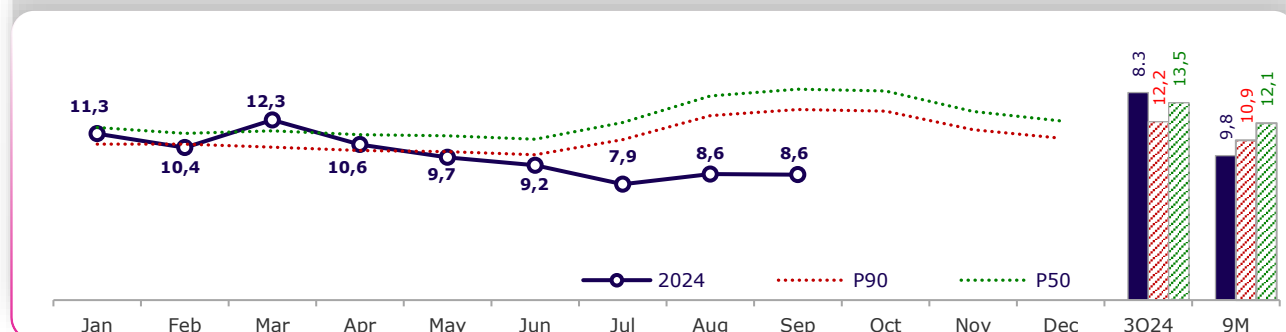
Solar Park	Installed Capacity (MWac)	Inverter manufacturer	Module manufacturer	Number of Modules	Module power	Operation and Maintenance
Sol do Piauí I	48.1	Sungrow	Canadian	107,184	54,868 of 540 W 52,316 of 545 W	Primary

In 3Q24, generation by Sol do Piauí I was 8.3 average MW, 12.6% lower than generation expected in P90 and 21.0% lower than average expected generation in P50, due to generation curtailment of the SIN. These restrictions impacted production in 3Q24 by 5.8 average MW. It is worth noting that if there were no such restrictions, energy production would have reached 105.1% of P50 and 116.3% of P90.

Table 12 – Quarterly generation of Sol do Piauí I

Period	Power Generation (average MW)	Expected Generation (P90) (average MW)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (average MW)	Var. (P50)
1Q24	11.4	10.4	9.6%	11.6	-1.7%
2Q24	9.8	10.1	-2.3%	11.1	-11.7%
3Q24	8.3	9.5	-12.6%	10.5	-21.0%
9M24	9.8	10.6	-7.5%	11.7	-16.2%

Chart 19 - Sol do Piauí I: Power generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (average MW)



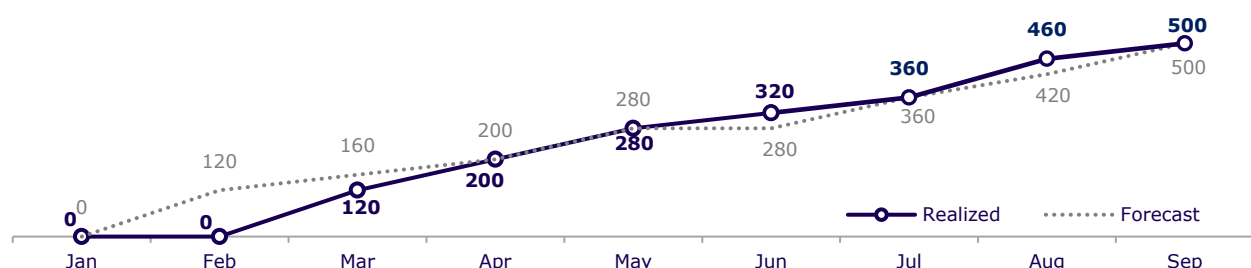
The average time availability index of Sol do Piauí I reached 99.4% in 3Q24, above the project reference of 98.9%.

⁹ ANEEL Normative Resolution 9,995 of May 18th, 2021.

Sol de Jaíba Photovoltaic Power Plant

On September 20th, the photovoltaic solar complex Sol de Jaíba went on full commercial operation, which is equivalent to 500 MWac of installed capacity. Chart 20 shows the monthly progress of the commercial operation of the Special Purpose Company (SPC) compared to the planned schedule.

Chart 20 - Sol de Jaíba V: Schedule for commercial startup (MWac)



The farm has the following technical characteristics:

Table 13 – Technical characteristics of the solar farm

Solar Farm	Installed Capacity (MWac)	Inverter manufacturer	Module manufacturer	Number of Modules	Module power	Operation and Maintenance
Sol de Jaíba	500	Huawei	Canadian	957,066	368,424 of 655W 578,952 of 660W 9,690 of 665W	Primary

The generation in 3Q24 was 96.0 average MW, in line with the entry of the SPEs during the park's final ramp-up period. In addition to the activities of the final commissioning phase, where there are losses inherent to the ramp-up process, the park suffered the impact of generation restrictions amounting to 27.7 average MW, which is equivalent to 28.8%¹⁰.

¹⁰ This volume is not comparable to the total curtailment for the period, which was 14%, due to a divergence in methodologies between Auren and the National Electricity System Operator (ONS). The volume of curtailment, which is an internal calculation by Auren, takes into account the actual generation curve of the plant during the period, while the ONS takes into account the initial generation curve of the plant, which was in the commissioning phase.

3. Trading Performance

3.1 Energy Balance

Auren's current generation portfolio in operation consists of assets with total physical guarantee of 1,742 average MW⁽¹¹⁾ for 2024.

The sale of physical guarantees is distributed among 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, with 230 average MW, and the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III complexes, with all their physical guarantees. All contract prices in the regulated market are adjusted by the Broad National Consumer Price Index (IPCA) on their respective adjustment dates, as shown in Table 16.

Table 15 shows the Company's energy balance, as well as information on energy sales prices in the ACR and ACL. The main change associated with the energy balance reported in 2Q24 is the reduction in long exposure by approximately 32 average MW for the year 2025, 62 average MW for the year 2026 and 134 average MW for the years 2027 and 2028, due to energy sales at average prices close to R\$160/MWh. Since the beginning of the year, given the efficient management of its energy balance and commercial capacity, the company has added R\$563.4 million in mark-to-market, of which R\$296.9 million in 3Q24. The realization of margin from positions built up in previous periods was R\$229.1 million in 9M24 and R\$108.4 in 3Q24. The addition of mark-to-market has a positive impact on the Other Operating Results line, while the realization of margin has a positive impact on the gross margin of the Company's Income Statement (P&L).

Table 16 breaks down the energy sales agreements in the ACR. The physical guarantee of HPP Porto Primavera contracted in the ACR (230 average MW) is hedged against the exposure to hydrological risk. In return, the Company pays a monthly premium of R\$15.85/MWh, as established by ANEEL's Normative Resolution 684/2015.

Table 15 – Energy Balance of Auren's assets

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Physical Guarantee ⁽¹⁾ of Auren's own asset (a)	(MWavg)	1,384	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496
Purchases for Resale (b)	(MWavg)	3,467	2,180	1,300	801	563	166
Price ⁽²⁾ Purchases for Resale	(R\$/MWh)	156	177				
Auren's Own Resources (c) = (a) + (b)	(MWavg)	4,851	3,676	2,795	2,297	2,058	1,662
ACR Sales (d)	(MWavg)	493	493	493	493	599	493
ACL Sales (e)	(MWavg)	4,243	2,986	2,099	1,363	1,073	424
Auren's Own Requirements (f) = (d) + (e)	(MWavg)	4,736	3,479	2,592	1,856	1,672	917
Price ⁽³⁾ Own Requirements	(R\$/MWh)	171	196				
Energy Balance (g) = (c) – (f)	(MWavg)	115	197	203	441	386	745
Contract Margin (h)⁽⁴⁾	(R\$/MWh)	-	82	110		198	

⁽¹⁾ The values take into account:

- (i) the physical guarantee of own assets net of the MRE adjustment factor (GSF) up to September/24 and considers GSF equal to 1 from October to December of the same year;
- (ii) the Sol do Piauí and Sol de Jaíba solar parks, as well as the consolidation of Esfera Energia;
- (iii) the physical guarantees are net of basic network losses (a 3% assumption was made);
- (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 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 shown for the year 2025, the average for the three-year period 2026-2028 and the average for the five-year period 2029-2033.

¹¹ Considering Auren's assets and interest in hydroelectric assets excluding HPP Paraibuna.

Table 16 – Breakdown of energy sales agreements in the regulated environment (ACR)

ACR Sales	Volume (MWm)	Auction Price (R\$/MWh)	Reference Date	Adjusted Gross Price (R\$/MWh) ⁽¹⁾	Net Price PIS / COFINS / P&D (R\$/MWh)
1st LEN - UHE Porto Primavera	148	116	12/01/2005	315.5	283.2
2nd LEN - UHE Porto Primavera	82	125	06/01/2006	334.7	300.4
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	216.8
6th LER - Ventos do Araripe III	52	143	10/01/2014	239.1	230.3
Average ACR Prices (R\$/MWh)				285.9	265.5

⁽¹⁾ Price base date: October 1st, 2024.

Table 17 - Energy Balance of Interests

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Physical Guarantee of assets (a)	(MWavg)	237	256	256	256	256	233
Purchases (b)	(MWavg)	168	156	147	118	118	100
Resources (c) = (a) + (b)	(MWavg)	404	412	403	373	373	333
ACL Sales (d)	(MWavg)	382	378	369	369	369	329
Requirements (e)	(MWavg)	382	378	369	369	369	329
Energy Balance (f) = (c) - (e)	(MWavg)	22	34	34	4	4	5
Contracted Margin of Interests (g)	(R\$/MWh)	-	157		182		201

Table 18 – Auren's Consolidated Energy Balance (average MW)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Own Resources ⁽¹⁾	4,851	3,676	2,795	2,297	2,058	1,662
Resources from Interests ⁽²⁾	404	412	403	373	373	333
Total Resource (a)	5,256	4,088	3,198	2,670	2,432	1,995
Own Requirements	4,736	3,479	2,592	1,856	1,672	917
Interest Requirements ⁽²⁾	382	378	369	369	369	329
Total Requirements (b)	5,118	3,857	2,961	2,225	2,041	1,245
Consolidated Balance (c) = (a) - (b)	138	231	237	445	391	749

⁽¹⁾ The values take into account:

- (i) the physical guarantee of own assets net of the MRE adjustment factor (GSF) up to September/24 and considers GSF equal to 1 from October to December of the same year;
- (ii) the Sol do Piauí and Sol de Jaíba solar parks, as well as the consolidation of Esfera Energia;
- (iii) the physical guarantees are net of basic network losses (a 3% assumption was made);
- (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⁾ They consider the resources (physical guarantee and purchase contracts) and requirements (sales) equivalent to Auren's economic stake in the assets where Auren holds a minority stake (Pollarix, CBA Energia Participações and Pinheiro Machado Participações).

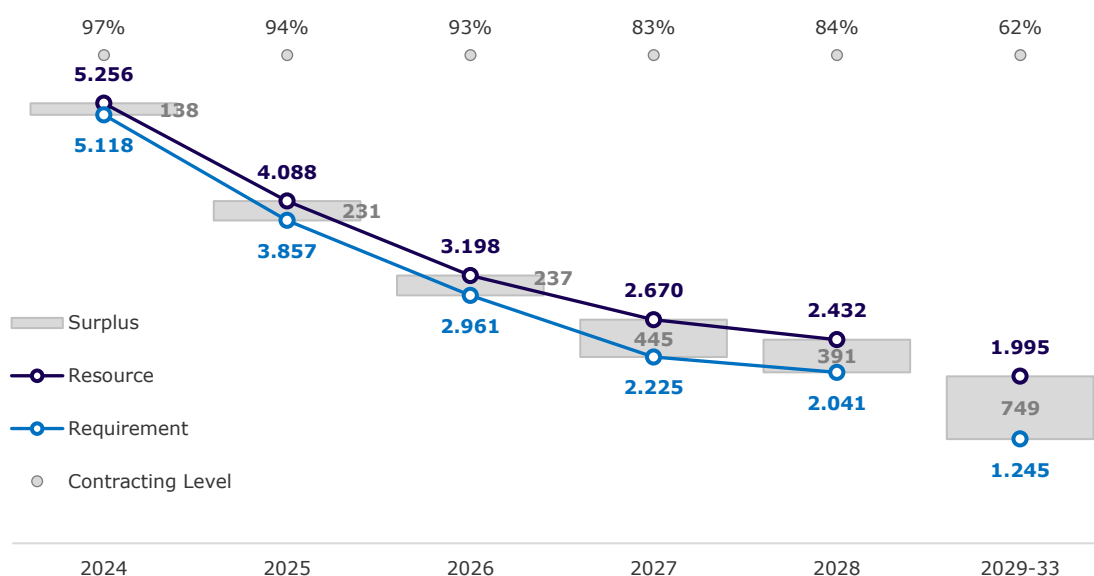
In the whole portfolio, considering the Generation and Trading segments and minority stakes, sales volume is close to 5.0 average GW in 2024, more than twice the amount of Auren's physical guarantee for the same period.

Auren is maintaining its strategy of high contracted levels for the coming years. For the period from 2024 to 2026, 95% of its resources, made up of the total physical guarantee of its assets and energy purchase contracts already signed, is committed to energy sales contracts to end customers or other market agents. It should be noted that the average contracting level of the consolidated portfolio for the 2029-2033 horizon is 62%.

Note that this contracted level does not consider the volume of energy required to cover any impact on the physical guarantee of hydroelectric power plants in connection with hydroelectric displacement (GSF).

Comparing the energy balance of Auren's consolidated portfolio in 3Q24 with the same balance in 2Q24, the main change is the reduction of the long position, as previously mentioned, which decreased 90 average MW for 2025 through 2028.

Chart 21 – Energy balance of Auren's consolidated portfolio (Generation, Trading and Minority Stakes)⁽¹²⁾ (average MW)



¹² Considering: (i) the net firm energy for losses in the basic network, considered as 3%; (ii) the firm energy of Sol do Piauí and Sol de Jaíba projects; (iii) the 2024 volume considers the startup of Sol de Jaíba and Sol do Piauí; (iv) the firm energy equivalent to Auren's interest in assets in which it holds non-controlling interest. In 2024, the balances are net of the MRE adjustment factor (GSF) for the months realized.

4. Financial Performance

The Financial Performance section of this document provides an analysis of the main components of the Company's income statement by operating segments.

As part of its evolution process, the Company reviewed its criteria for the apportionment of Personnel and Services expenses, which make up the Personnel, Material, Services and Other (PMSO) expenses and, starting in 1Q24, Auren presents Segmented PMSO based on such criteria. To ensure greater transparency, the Company provides the breakdown of PMSO expenses by segment in its Interactive Spreadsheet, available on the Company's Investor Relations website.

In the Financial Statements, the periods prior to 1Q24 were not restated. However, for comparison purposes, the numbers of the comparative period in this earnings release were adjusted in light of the same criteria.

Table 19 – Financial Highlights

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Net Revenue	2,046.5	1,626.6	25.8%	4,894.1	4,478.2	9.3%
Gross Profit	319.5	326.2	-2.1%	932.1	998.5	-6.7%
Gross Margin	15.6%	20.1%	-4.4 p.p.	19.0%	22.3%	-3.3 p.p.
PMSO	(158.1)	(146.6)	7.9%	(431.0)	(420.2)	2.6%
EBITDA	633.6	350.1	81.0%	1,631.3	1,259.9	29.5%
Provision (reversal) for litigation	(64.3)	12.6	N.M.	(140.4)	(143.6)	-2.2%
Dividends Received	97.0	64.8	49.7%	137.8	92.2	49.5%
Growth Initiative Expenses	6.5	-	N.M.	6.5	-	N.M.
Energy futures contracts ⁽¹³⁾	(188.5)	25.7	N.M.	(334.3)	77.0	N.M.
Adjusted EBITDA	484.3	453.2	6.9%	1,300.9	1,285.4	1.2%
Adjusted EBITDA Margin	23.7%	27.9%	-4.2 p.p.	26.6%	28.7%	-2.1 p.p.
Financial Result	(102.6)	(120.1)	-14.6%	(347.7)	(161.8)	114.9%
Net Profit	270.8	(838.1)	N.M.	615.5	(425.3)	N.M.

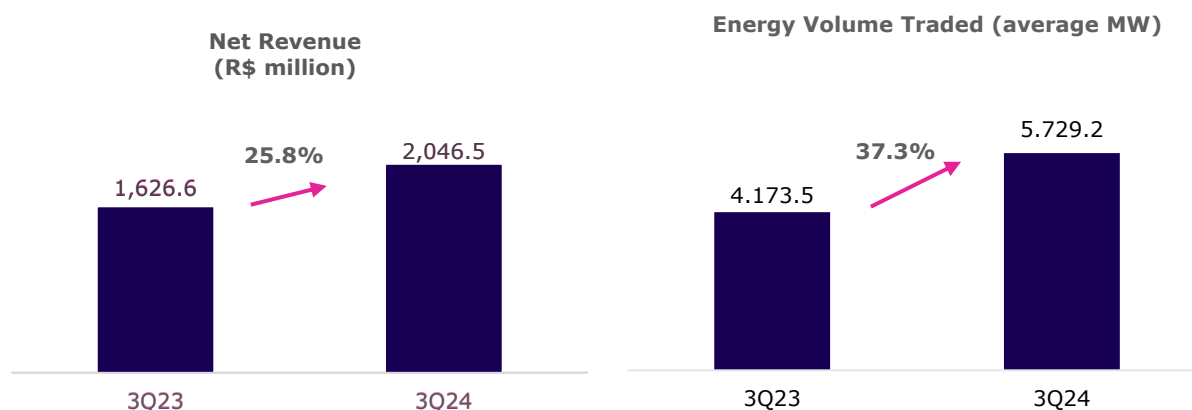
⁽¹³⁾ Refers to the mark-to-market (MTM) of future energy purchase and sale contracts, which represents the effect of market price variations on the directional long or short trading position.

4.1 Net Revenue

Net revenue for 3Q24 totaled R\$2,046.5 million, an increase of R\$419.9 million (25.8%) from 3Q23 (R\$1,626.6 million), driven by: (i) the volume of energy traded, which was 37.3% higher compared to the previous year; and (ii) the start-up of the photovoltaic projects Sol do Piauí and Sol de Jaíba, offset by the reduction in average prices in the hydroelectric segment due to the termination of long-term agreements. The effects among Auren's business segments are explained below:

- (a) **Hydroelectric Generation:** Reduction of 7.5% compared to 3Q23 (R\$281.4 million in 3Q24 vs. R\$304.3 million in 3Q23), explained mainly by the lower average prices in the period, due to the termination of long-term agreements;
- (b) **Wind Generation:** R\$227.7 million in 3Q24, 3.5% lower than in 3Q23 (R\$235.8 million), mainly reflecting the lower average prices in 3Q24 vs. 3Q23, due to contractual mechanisms, partially offset by the adjustment of agreements by the Broad National Consumer Price Index (IPCA) and higher generation compared to the previous year;
- (c) **Solar Generation:** Revenue of R\$43.6 million in 3Q24, with the start-up of Sol do Piauí and Sol de Jaíba;
- (d) **Trading:** R\$1,688.9 million in 3Q24, 39.6% higher than in 3Q23 (R\$1,209.9 million), mainly due to the 47.6% increase in energy sales volume, which came to 4,995.8 average MW in 3Q24 vs. 3,384.8 average MW in 3Q23. This volume considers only the trading segment.

Chart 22 – Net Revenue and Energy Volume Traded



The Statement of Income, detailing the breakdown of net revenue by segment, is available in the Interactive Spreadsheet provided on the Company's IR website. [Click here](#).

4.2 Operating Costs and Expenses

In 3Q24, operating costs and expenses ⁽¹⁴⁾ increased 10.3% from 3Q23 (R\$1,595.5 million in 3Q24 vs. R\$1,446.2 million in 3Q23), mainly due to: (i) higher energy purchase cost due to increased volumes of energy traded; (ii) higher charges for the use of the electricity network due to the startup of the solar projects; and (iii) higher expenses with growth initiatives, notably the integration with AES Brasil, partially offset by the positive effect of the mark-to-market adjustment of future energy agreements under Other Operating Income and Expenses.

The main effects on Auren's business segments and more details are provided below:

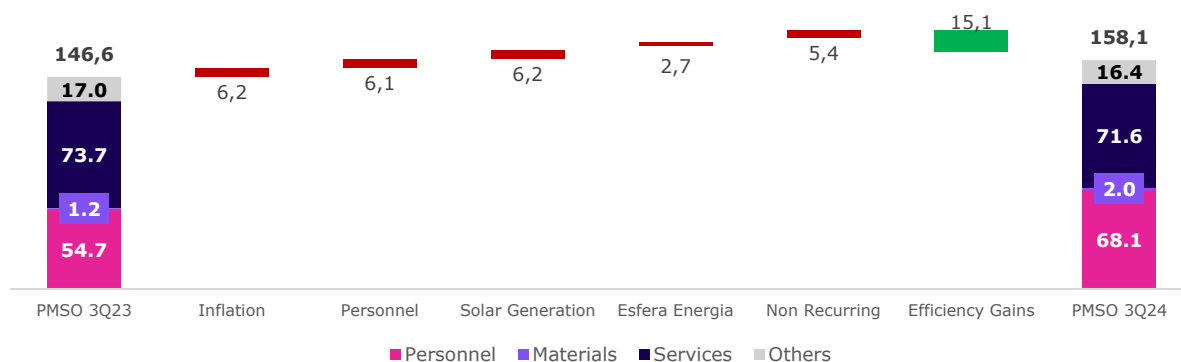
- (a) Energy Purchase Costs:** R\$1,420.7 million in 3Q24 vs. R\$1,022.6 million in 3Q23, an increase of 38.9% explained by:
- **Hydroelectric Generation:** R\$19.2 million in energy purchased in 3Q24, compared to R\$17.8 million in 3Q23;
 - **Wind Generation:** R\$19.4 million in 3Q24 vs. R\$5.6 million in 3Q23, an increase of R\$13.8 million in purchased energy, due to additional sales under long-term agreements of Ventos do Piauí II and III;
 - **Solar Generation:** Impact of R\$3.8 million in 3Q24, due to the commercial start-up of Sol do Piauí and Sol de Jaíba;
 - **Trading:** R\$1,573.3 million in 3Q24 vs. R\$1,122.8 million in 3Q23, an increase of R\$450.5 million driven by the higher volume of energy trading operations;
- (b) Electricity Network Use Charges:** Charges totaled R\$84.6 million in the period, 20.4% higher than in 3Q23 (R\$70.3 million), mainly due to the operational startup of the Sol de Jaíba complex and the inflation effects on charges for farms in operation;
- (c) PMSO Costs and Expenses⁽¹⁵⁾:** increase of 7.9% in nominal values, totaling R\$158.1 million in 3Q24 compared to R\$146.6 million in 3Q23. The growth recorded in the quarter is mainly due to growth initiatives, with R\$8.1 million in inorganic growth (Esfera and non-recurring expenses from the integration with AES Brasil) and R\$6.2 million in organic growth, associated with the entry of the new solar farms. The company was committed to offset these impacts through efficiency initiatives that generated savings of R\$15.1 million, as shown in chart 23. It is worth noting that on the same basis, excluding the effects of inflation and solar parks, the PMSO for the quarter would have shown a reduction of 0.6%. The variations in each PMSO item are explained below:
- **Personnel (P):** R\$68.1 million in 3Q24 vs. R\$54.7 million in 3Q23, a 24.6% increase, which reflects the annual adjustment and mainly: (i) a comparison effect, given that in 2024 the Company adjusted the provision for variable compensation in the third quarter, while in 2023 this adjustment was made in the fourth quarter; (ii) the start-up of the solar assets; and (iii) consolidation of expenses of Esfera Energia;
 - **Materials and Third-Party Services (MS):** R\$73.5 million in 3Q24 vs. R\$74.9 million in 3Q23, a reduction of R\$1.3 million mainly due to a decrease in Services;
 - **Other Expenses (O):** R\$16.4 million in 3Q24, stable in relation to 3Q23.

¹⁴ Total operating costs and expenses include: energy purchase costs, electricity network use charges, operating costs, general and administrative expenses and other operating revenues (expenses), net.

¹⁵ The analysis of PMSO costs and expenses includes "Operating Costs" and "General and Administrative Expenses" presented in the Statement of Income – Segmented, available in the Appendices section of this document, excluding Other Revenues and Expenses. Note that Other Operating Revenues (Expenses) were adjusted and excluded from PMSO expenses.

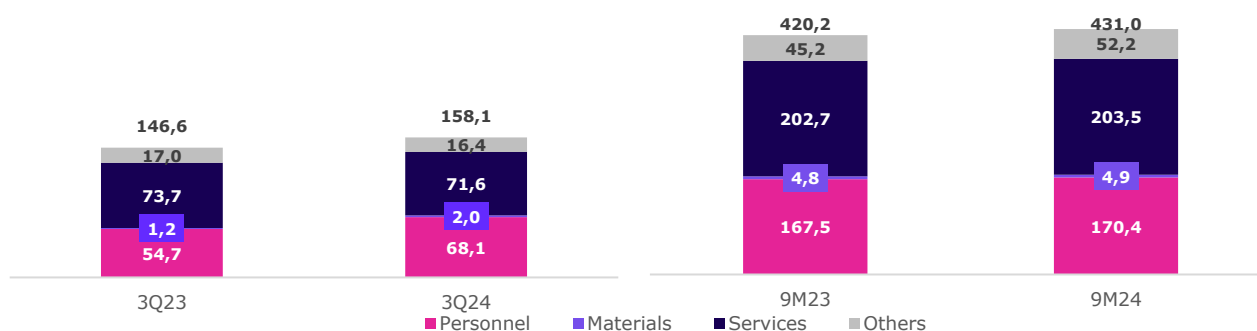
The main effects of PMSO variation between 3Q23 and 3Q24 are explained in chart 23 below:

Chart 23 – PMSO Costs and Expenses in real terms (R\$ million)⁽¹⁶⁾



In the first nine months of 2024, PMSO costs and expenses totaled R\$431.0 million, compared to R\$420.2 million reported in 9M23, as shown in chart 24 below. The variation is mostly explained by the effects of inflation, the start-up of solar parks and spending on growth initiatives, partially offset by efficiency initiatives. On a comparable basis, excluding the effects of inflation and the entry into operation of the solar parks, the 9M24 accumulated PMSO would have shown a reduction of 4.5% when compared to the 9M23 PMSO.

Chart 24 – PMSO Costs and Expenses (R\$ million)



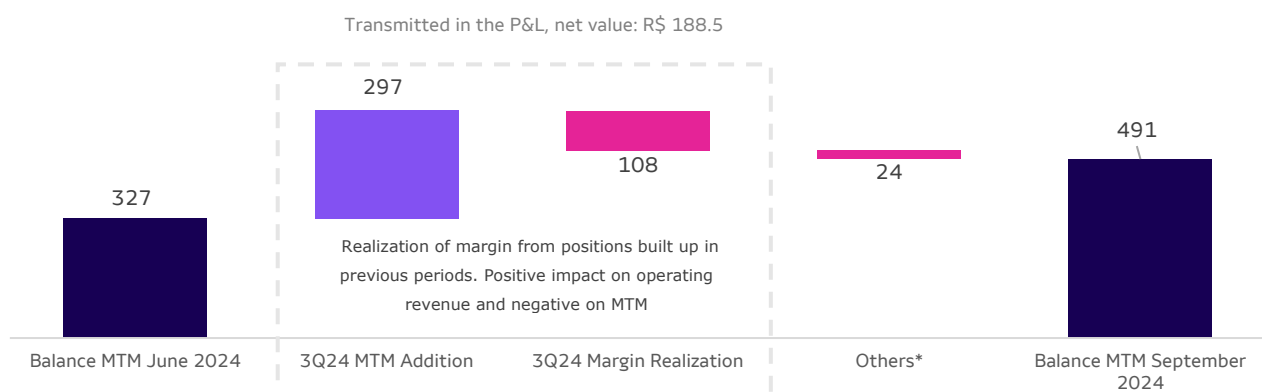
(d) Depreciation and Amortization: R\$182.6 million in 3Q24 vs. R\$169.6 million in 3Q23, an increase of R\$13.0 million or 7.6%, mainly due to the start-up of the solar parks;

(e) Other Revenues and Expenses¹⁷: Revenue of R\$250.4 million in 3Q24 as against expense of R\$37.0 million in 3Q23, mainly explained by the positive effect of the mark-to-market adjustment of future energy agreements, which totaled R\$188.5 million in 3Q24, with R\$296.9 million related to mark-to-market adjustment and R\$108.4 million related to the realization of positive margins from positions recorded in previous periods and in the quarter.

¹⁶ Variation in 3Q23 vs. the previous year refers to the allocation adjustment of certain items from "Other - PMSO" to "Other Operating Expenses (ORO)".

¹⁷ Other revenues and expenses mainly include mark-to-market (MtM) adjustment of future energy agreements and provision for (reversal of) litigation.

Chart 25 – Evolution of the Mark-to-Market Balance (R\$ million)



(*) Others: refers to the balance added by the consolidation of Esfera Energia.

4.3 Adjusted EBITDA

Table 20 – Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633.6	350.1	81.0%	1,631.3	1,259.9	29.5%
Provision (reversal) of litigation	(64.3)	12.6	N.M.	(140.4)	(143.6)	-2.2%
Dividends Received	97.0	64.8	49.7%	137.8	92.2	49.5%
Growth Initiative Expenses	6.5	-	N.M.	6.5	-	N.M.
Energy futures contracts ⁽¹⁸⁾	(188.5)	25.7	N.M.	(334.3)	77.0	N.M.
Adjusted EBITDA	484.3	453.2	6.9%	1,300.9	1,285.4	1.2%
Adjusted EBITDA Margin	23.7%	27.9%	-4.2 p.p.	26.6%	28.7%	-2.1 p.p.

Adjusted EBITDA amounted to R\$484.3 million in 3Q24, an increase of 6.9% compared to R\$453.2 million in 3Q23, with Adjusted EBITDA margin of 23.7% vs. 27.9% in 3Q23, explained by the higher volume of energy purchases. The variation in Adjusted EBITDA is mainly due to:

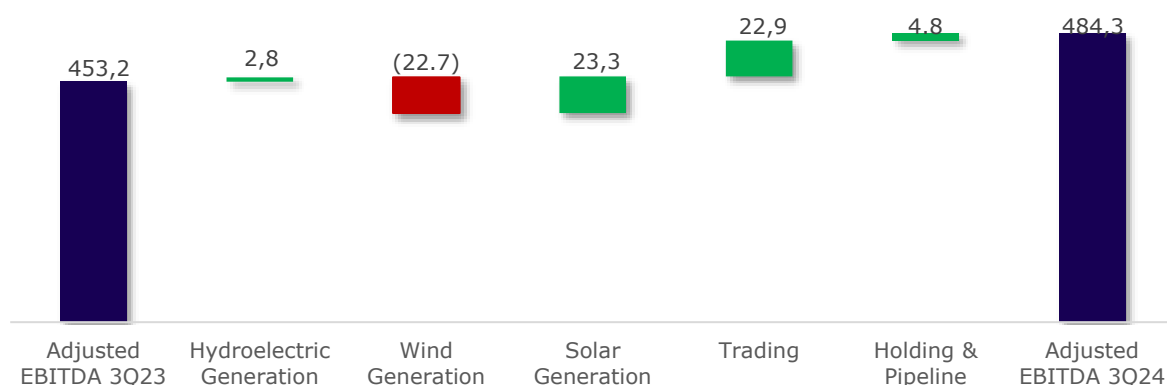
- (a) **Hydroelectric Generation:** R\$256.2 million in 3Q24 vs. R\$253.6 million in 3Q23, an increase of 1.1%, driven by the higher dividends of HPPs with minority stakes, although partially offset by the reduction in average prices due to the termination of long-term agreements;
- (b) **Wind Generation:** R\$140.1 million in 3Q24 vs. R\$162.8 million in 3Q23, mainly reflecting the decrease in average prices during the quarter, reflecting contractual mechanisms, and higher energy purchases;
- (c) **Solar Generation:** R\$23.2 million in 3Q24, explained by the commercial start-up of the photovoltaic projects Sol do Piauí and Sol de Jaíba;
- (d) **Trading:** Increase of R\$22.9 million in 3Q24, explained by the better trading performance, with Adjusted EBITDA of R\$87.3 million in 3Q24 vs. R\$64.4 million in 3Q23;
- (e) **Holding and Pipeline:** Expense of R\$22.8 million in 3Q24 vs. R\$27.6 million in 3Q23, a decrease of R\$4.8 million year over year.

Table 21 – Adjusted EBITDA by Segment

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Hydroelectric Generation	256.5	253.6	1.1%	694.9	710.5	-2.2%
Wind Generation	140.1	162.8	-14.0%	411.8	431.8	-4.6%
Solar Generation	23.2	-	N.M.	33.0	-	N.M.
Trading	87.3	64.4	35.6%	233.7	232.4	0.6%
Holding and Pipeline	(22.8)	(27.6)	-17.3%	(72.5)	(89.2)	-18.8%
Adjusted EBITDA	484.3	453.2	6.9%	1,300.9	1,285.4	1.2%
Adjusted EBITDA Margin	23.7%	27.9%	-4.2 p.p.	26.6%	28.7%	-2.1 p.p.

¹⁸ Refers to the mark-to-market (MTM) of future energy purchase and sale contracts, which represents the effect of market price variations on the directional long or short trading position.

Chart 26 – Adjusted EBITDA



4.4 Financial Result

Table 22 - Consolidated Financial Result

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Financial Income	141.3	76.8	84.0%	410.8	804.9	-49.0%
Financial Expenses	(243.9)	(196.9)	23.9%	(758.5)	(966.6)	-21.5%
Net Financial Result	(102.6)	(120.1)	-14.6%	(347.7)	(161.8)	114.8%

In 3Q24, net financial result was an expense of R\$102.7 million compared to an expense of R\$120.1 million in 3Q23, due to:

- (a) **Financial Income:** R\$141.3 million in 3Q24 vs. R\$76.8 million in 3Q23, increase 84.0%, explained mainly by the lower deduction of PIS/COFINS in the period (R\$5.5 million in 3Q24 vs. R\$132.9 million) due to taxation on the inflation-adjusted gain from the indemnity of HPP Três Irmãos recorded in the previous year;
- (b) **Financial Expenses:** R\$243.9 million in 3Q24 vs. R\$196.9 million in 3Q23, a 23.9% increase mainly explained by the funding obtained in 2Q24 to replenish the Company's cash after the execution of greenfield projects, to prepare Company's for the completion of the combination with AES Brasil and to meet short-term obligations.

4.5 Net Income

Table 23 - Consolidated Net Result

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633.6	350.1	81.0%	1,631.3	1,259.9	29.5%
Depreciation / Amortization	(182.6)	(169.6)	7.6%	(524.2)	(507.6)	3.3%
Net financial result	(102.6)	(120.1)	-14.6%	(347.7)	(161.8)	114.9%
IR/CS	(135.9)	(943.5)	-85.6%	(322.2)	(1,079.1)	-70.1%
Equity Income	58.4	45.0	29.8%	178.5	63.4	181.7%
Net Income	270.8	(838.1)	N.M.	615.5	(425.3)	N.M.

Net income came to R\$270.8 million in 3Q24 vs. net loss of R\$838.1 million in 3Q23, due to:

- (a) **EBITDA:** Consolidated EBITDA (pre-adjustments) of R\$633.6 million in 3Q24 vs. R\$350.1 million recorded in 3Q23, an increase of R\$283.5 million or 81.0% mainly attributed to the trading performance, impacting the revenue and mark-to-market adjustment lines, in addition to the start-up of Sol do Piauí and Sol de Jaíba and litigation reversals in the quarter;

- (b) **Financial Result:** Increase of R\$17.5 million in 3Q24 vs. 3Q23, mainly explained by the lower deduction of Social Integration Program ("PIS") and Contribution for Social Security Financing ("COFINS") in the period, given the taxation on the inflation-adjusted gain from the indemnity of HPP Três Irmãos recorded in 3Q23;
- (c) **Income and Social Contribution Taxes (IR/CS):** reduction of R\$807.8 million from 3Q23 (R\$135.7 million in 3Q24 vs. R\$943.5 million in 3Q23), mainly due to the one-off effect of the taxation on the updated gain related to the indemnity of the HPP Três Irmãos recorded in 3Q23;
- (d) **Equity Income:** R\$58.4 million in 3Q24 vs. R\$45.0 million in 3Q23, an increase of R\$13.4 million due to the better performance of the hydroelectric assets in which the Company holds on minority stakes assets.

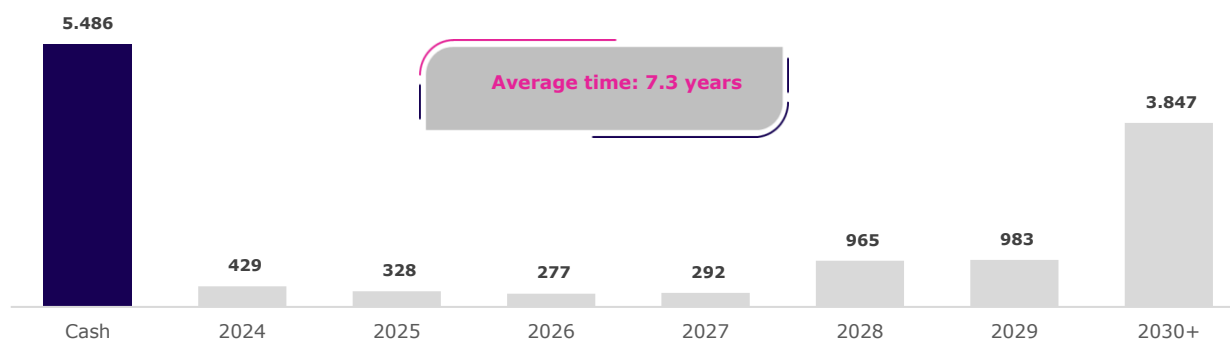
4.6 Indebtedness

The Company's gross debt at the end of September 2024 totaled R\$8.3 billion, with an average term of 7.3 years and fixed average cost of 11.8% p.a. (IPCA + 4.8% p.a. or CDI -0.4% p.a.), in line with gross debt at the end of June 2024.

The balance of cash, cash equivalents, financial investments and reserve account at the end of 3Q24 was R\$5,486.1 million¹⁹, an increase of R\$311 million from the R\$5,175.1 million in June 2024. The Company is maintaining a higher cash level due to the Business Combination with AES Brasil.

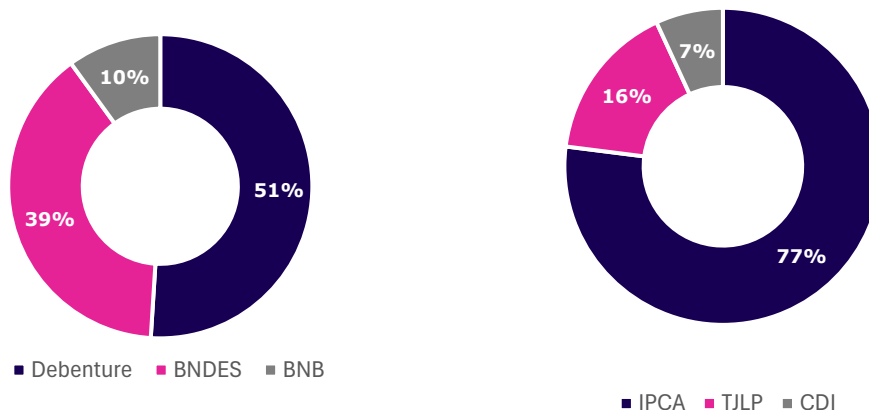
As of September 30th, 2024, the Company's consolidated net debt was R\$2.9 billion. Financial leverage, as measured by the ratio of net debt to Adjusted EBITDA, was 1.60x in September 2024, a decrease of 0.16x from 1.76x in June.

Chart 27 – Amortization Schedule of the Principal of Gross Debt (R\$ million)



¹⁹ Considering reserve account balance.

Chart 28 - Gross Debt Profile (%)



4.7 Free Cash Flow

Table 24 – Consolidated Free Cash Flow

R\$ million	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Adjusted EBITDA	484.3	453.2	6.9%	1,300.9	1,285.4	1.2%
IR/CS Cash	(46.7)	(608.2)	-92.3%	(107.5)	(706.0)	-84.8%
Working Capital and Others	79.5	115.2	-31.0%	145.8	172.4	-15.4%
CAPEX Sustaining	(9.0)	(8.7)	3.6%	(21.7)	(17.8)	22.1%
Operating Cash Flow	508.1	(48.5)	N.M.	1,317.5	793.7	66.0%
Debt Service	(99.1)	(109.3)	-9.4%	(262.3)	(264.6)	-0.9%
Operating Cash Flow after Debt Service	409.0	(157.9)	N.M.	1,055.2	638.4	65.3%
CAPEX Projects	(40.2)	(654.4)	-93.9%	(173.9)	(1,452.8)	-88.0%
Payment of legal disputes, obligations and agreements	(7.2)	(14.9)	-51.9%	(45.4)	(96.0)	-52.7%
Funding	44.7	0.0	N.M.	1,985.9	728.6	172.6%
Amortization	(58.6)	(553.4)	-89.4%	(311.3)	(640.7)	-51.4%
Share Capital Increase	0.0	-	N.M.	(9.3)	-	N.M.
Securitization	0.0	-	N.M.	0.0	(4,164.6)	-100.2%
Investment Acquisition	(63.9)	-	N.M.	(63.9)	-	N.M.
Dividends	0.0	-	N.M.	(400.0)	(1,499.8)	-73.3%
Free Cash Flow	283.8	(1,380.6)	N.M.	2,037.4	1,673.4	21.8%
Initial Cash Balance	4,992.0	6,285.3	-20.6%	3,238.4	3,231.3	0.2%
Ending cash balance	5,281.3	4,904.7	7.7%	5,281.3	4,904.7	7.7%
Liquidity Fund - Reserve Account	190.4	176.8	7.7%	190.4	176.8	7.7%
Financial Investments	14.4	-	N.M.	14.4	-	N.M.
Ending Cash Balance + Reserve Account	5,486.1	5,081.5	8.0%	5,486.1	5,081.5	8.0%

The variation in free cash flow between 3Q24 and 3Q23 is explained mainly by:

- (a) **Projects Capex:** Disbursement of R\$44.5 million in 3Q24 vs. R\$654.4 million in 3Q23, a reduction of R\$614.1 million in the quarter, mainly explained by the different construction phases of the solar project Sol de Jaíba in both periods;
- (b) **Income and Social Contribution Taxes – Cash (IR/CS):** Reduction of 92.3% in the disbursement of 3Q24 vs. 3Q23, mainly explained by the one-off taxation on the adjusted gain from the indemnity of HPP Três Irmãos recorded in the previous year;

- (c) **Amortizations:** Reduction of R\$494.8 million in the disbursement of 3Q24 vs. 3Q23, driven by the early settlement of the loan under Law 4,131/1962, paid in the third quarter of 2023;
- (d) **Working Capital and Others:** Reduction of 26.2% year over year, mainly due to the non-cash effect of the PIS/COFINS recognized in 3Q23 and the actual payment in October 2023, as well as the variation in the balances of provisions for annual and four-year reimbursements for the wind parks.

5. Contingent Liabilities

In line with the best market practices, the disclosure of Auren's contingent liabilities includes the amount involved in lawsuits whose likelihood of loss is considered probable or possible.

The Company is currently a party to lawsuits that represent a total contingent liability of R\$813 million for lawsuits whose likelihood of loss is considered probable and R\$1,672 million for lawsuits whose likelihood of loss is considered possible.

Between the end of 2023 and September 2024, total contingent liabilities decreased R\$105 million, with R\$171 million reduced from probable contingent liabilities due to settlements, conclusion of lawsuits in favor of the Company and adjustments of estimates and prognosis of cases according to their progress. In 3Q34, a reversal of provision was recorded, with a cash impact of R\$64 million. For possible contingent liabilities, in turn, there was an increase of R\$67 million.

Gráfico 29 - Profile of Probable Contingent Liabilities (% Total)

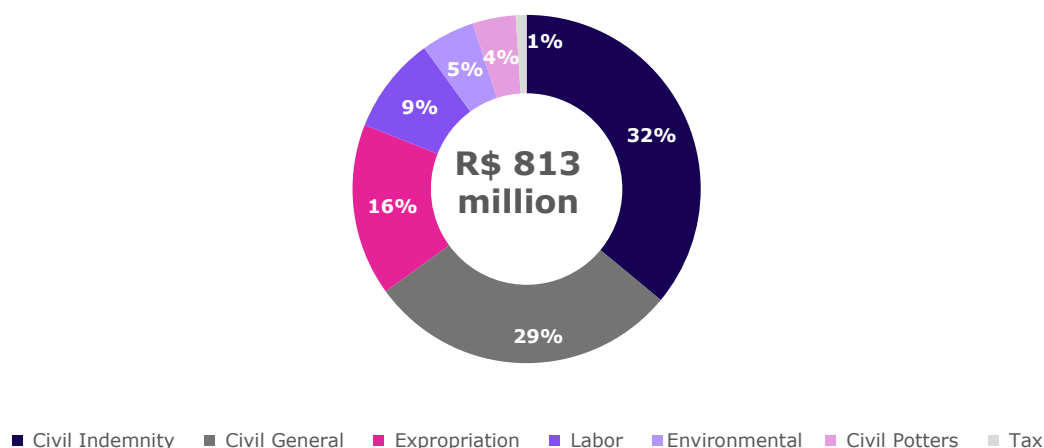
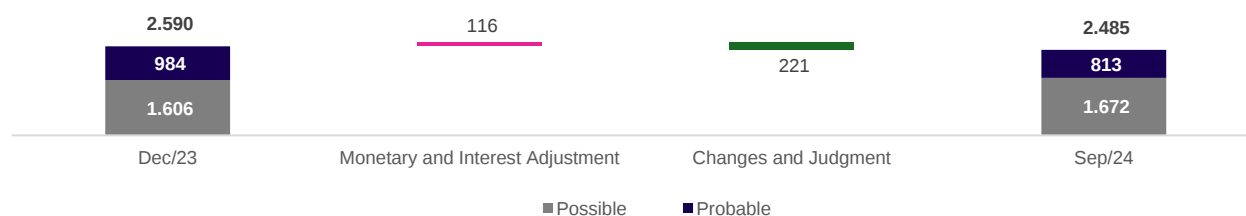


Gráfico 30 - Evolution of Lawsuits of Contingent Liabilities (R\$ million)



The Company reiterates that the amount of contingent liabilities is constantly evaluated precisely because its measurement is linked to the Company's best risk estimates, including the actual development of lawsuits.

6. Business Combination with AES Brasil

We made important progress towards the conclusion of the Business Combination between Auren and AES Brasil during the third quarter of this year, maintaining the closing date as October 31st. The regulatory approval stages were successfully completed, such as the unrestricted approval by the Administrative Council for Economic Defense (CADE) on July 2nd and the National Electric Energy Agency (ANEEL) on September 6th. On October 14th, the Boards of Directors of both companies approved (i) the conclusion of all the conditions precedent and (ii) the final price of R\$ 11.84 per share, according to the Material Fact published on the same day.

From October 16th to October 29th, AES Brasil shareholders could choose between the three alternatives for conversion into cash and/or Auren shares made available for this Transaction. After the shareholders' choice exercise, the Company's capital increase will be approved, and Auren will have a consolidated shareholder base as of November 1st, when AES Brasil's shares cease to be traded on B3.

At the end of October 14, after verification and approval by the Board of Directors of Auren and AES Brasil, the value of R\$ 11.84 per share was defined, according to the Material Fact published on the same day. The details of each of the options, as well as the settlement schedule, are available in the Material Fact and in the Notice to Shareholders published by AES Brasil on the same date.

On October 30th, 2024, the date of publication of this material, we are very close to beginning a new phase for Auren. Over the last five months, the Company has worked on a detailed integration and value capture plan, breaking it down into key initiatives and objectives to be implemented from the completion of the Transaction. Auren relied on the direct engagement of senior management and teams fully dedicated to this Transaction, as well as the collaboration of all the teams from both Companies, Auren and AES Brasil, to build a thoroughly elaborated transition plan.

On this work front, complete and detailed plans have been established for the activities and actions to be taken one day after the completion of the transaction, in the following 30 and 100 days (D1, D30 and D100), mainly addressing business continuity, capturing value from synergies and focusing on operational efficiency. Auren will keep its shareholders and the market informed of progress in the results and value creation of the combined companies, through its quarterly communications and by the means provided for in the rules established by the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM).

7. Regulatory Matters

7.1 MME publishes Public Consultations focusing on measures to meet the power requirements of the SIN

The Ministry of Mines and Energy (MME) published in September five Public Consultations aimed at discussing different mechanisms to increase energy availability in the National Interconnected System (SIN), mainly to meet the country's peak demand.

Public Consultation 173/2024 proposes the establishment of an extraordinary mechanism, effective until March 31, 2025, for contracting energy generated by thermoelectric plants in commercial operation and which are not supplying Capacity Reserve Power Agreements (CRCAP), to meet demand in peak hours of the SIN. This mechanism, to be implemented on a daily basis by the National Electricity System Operator (ONS), would be executed in a competitive manner, with agents making offers of availability in R\$/MWh. The ONS will be responsible for accepting or rejecting the offers based on the reduction of costs for operation of the system. A maximum price limit may be set by the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE). Such mechanism will not impact the formation of the Differences Settlement Price (PLD) and seeks to minimize the effects of additional contracting on the market and end consumers.

Public Consultations 174 and 172/2024, in turn, aim to discuss guidelines on importing energy from Paraguay. Under the terms already established by energy import guidelines of Argentina and Uruguay, the MME proposes that the industry agents interested in the mechanism formally request the MME's authorization to import energy from the neighboring country. Such authorization will be subject to several requirements, such as compliance with industry obligations and a declaration that the generation and import by Itaipu Binational Power Plant will not be adversely affected, as it remains the priority for the exchange of energy between the two countries.

The third proposal, under Public Consultation 175/2024, aims to discuss the criteria used for guarantee of supply, to determine that the system demand is being properly met, especially due to the changes in the Brazilian energy mix, which increasingly relies on intermittent energy sources. The MME proposes to change the parameters of the Loss of Load Probability (LOLP) and the Conditional Value At Risk (CVaR), both currently at 5%, to 3%, making them more restrictive and consequently increasing risk aversion. As a result, the amount of demand to be contracted in future Reserve Capacity Auctions (LRCAP) is expected to increase.

Aiming to increase supply reliability in the system, the MME launched Public Consultation 176/2024, to discuss the draft of the Administrative Rule on Guidelines for the Power Reserve Capacity Auction, with storage systems, scheduled for 2025 ("LRCAP Storage 2025"). According to the proposal, the auction will be held in June 2025 and the winning projects should start commercial operations by July 2029, with the possibility of an earlier start. To be eligible, storage systems need to have minimum installed capacity of 30 MW and meet the criterion of up to four hours of availability delivery commitment, and the ONS may extend this period. The winning projects will be compensated with fixed revenues, adjusted by the IPCA, considering the usual risks inherent to the auction, such as operating costs, maintenance, taxes and penalties for unavailability. With this auction, the Ministry seeks to diversify the range of products to meet peak demand.

8. Important Information

8.1 Subsequent Events

Conclusion of the Business Combination with AES Brasil

The date of October 31st, 2024 was established as the closing date of the Business Combination between Auren and AES Brasil, with a meeting of the Company's Board of Directors being held on this date to, among other matters, approve the increase in the Company's share capital, declare the effectiveness of the resolutions taken at the Company's Extraordinary General Meeting held on September 10th, 2024 and the consummation of the merger, in accordance with the terms set out in the Agreement and in the Protocol and Justification signed between the parties.

Issue of the Company's debentures

On September 23th, 2024, the Company announced the public offering of the 3rd 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\$ 2.5 billion and a term of 7 years, to be amortized in three annual installments maturing on October 10th, 2031. The debentures will be remunerated at a rate of CDI + 0.55% p.a. paid semi-annually from the Issue Date, on April 10 and October 10 of each year, with the first payment on April 10th, 2025. Settlement of this issue took place on October 11th, 2024.

On October 15th, 2024, the Company announced the public offering of the 4th 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\$ 5.4 billion and a term of 4 years, to be amortized in a single installment, equivalent to 100% of the Nominal Unit Value of the Debentures, maturing on October 28th, 2028. The debentures will be remunerated at a rate of CDI + 1.10% p.a. in the 1st year, CDI + 1.20% p.a. in the 2nd year, CDI + 1.50% p.a. in the 3rd year and CDI + 2.00% p.a. in the 4th year, paid semi-annually from the Issue Date, on April 28th and October of each year, with the first payment on April 28th, 2025. Settlement of this issue took place on October 28th, 2024.