

**4T
24**

Release de Resultados

FEVEREIRO
2025

Teleconferência

25 de fevereiro de 2025

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:00h (Brasília) | **09:00h** (Nova Iorque) | **14:00h** (Londres)

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

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

Contatos

Relações com Investidores

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

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de dezembro de 2024:

AURE3:

R\$ 8,77

Valor de Mercado:

R\$ 9,2 bilhões

SUMÁRIO

Destaques.....	4
Carta da Administração.....	6
1. Mercado de Energia	8
2. Desempenho por Unidade de Negócio.....	14
Geração	14
Hidrelétrica.....	16
Eólica.....	19
Solar	26
Participações Minoritárias da Auren em UHEs	31
Comercialização	34
3. Desempenho Financeiro Consolidado.....	37
4. Aquisição da AES Brasil	45
5. Temas Regulatórios	47
6. Informações Relevantes	50
Contencioso Passivo.....	50
Plano de Pensão – VIVEST	51
7. Anexos	53
Detalhamento dos Contratos de Vendas no Ambiente Regulado (ACR).....	53
Dados Operacionais por Ativo.....	54

Destaques

Auren Energia em novo patamar de resultados, com **EBITDA Ajustado proforma de R\$ 3,3 bilhões** em 2024

Importante: devido à conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. (atual Auren Participações) pela Auren Energia S.A. ("Auren" ou "Companhia") em 31 de outubro de 2024, os números relativos aos anos de 2023 e 2024 são apresentados em uma visão proforma, considerando as operações combinadas de ambas as empresas desde janeiro de 2023 para fins comparativos. Valores proforma não auditados.

Início de um Novo Capítulo na História da Companhia: conclusão da aquisição da AES Brasil ("Transação") no dia 31 de outubro de 2024, resultando na criação da terceira maior empresa de geração do Brasil com uma capacidade de 8,8 GW e um portfólio equilibrado entre fontes de geração hidrelétrica, eólica e solar.

Captura de Sinergias: após a conclusão da Transação, em novembro e dezembro de 2024, a captura de sinergias recorrentes em PMSO já representou uma economia de R\$ 43,5 milhões. Em um ano completo, tais sinergias podem somar R\$ 250 milhões. Além disso, os gastos não recorrentes da Transação (R\$ 79,6 milhões) foram compensados por economias pontuais que totalizaram R\$ 85,0 milhões.

Melhoria Operacional dos Ativos Adquiridos: início da implementação do plano de recuperação de desempenho para os ativos eólicos adquiridos, com iniciativas focadas em disponibilidade, confiabilidade e performance. Desde o *closing* da Transação, as ações foram intensificadas, resultando na retomada de cerca de 60% dos aerogeradores que estavam fora de operação no D1 (01 de novembro de 2024) e na melhoria contínua da taxa de falhas.

Gestão da Estrutura de Capital: economias já alcançadas no custo da dívida combinada, com a emissão de R\$ 2,5 bilhões em debêntures com custo competitivo *all-in* de CDI+0,6%, além de renegociação com Itaú da correção do valor da opção de compra das ações preferenciais da Holding Guaimbê no montante de R\$ 1,1 bilhão ao custo de CDI sem *spread*.

Consolidação da Liderança no Segmento de Comercialização: volume de 6,2⁽¹⁾ GW médios de energia comercializada em 2024, com presença relevante em todos os segmentos de atuação (mercado regulado, corporativo, atacado e varejo), reforçando mais um ano consistente de resultados. O segmento gerou EBITDA Ajustado de R\$ 202 milhões em 2024 e agregação adicional de margem de R\$ 302 milhões.

EBITDA Ajustado e Lucro Líquido Societário: com a conclusão da Transação, a Companhia registrou EBITDA Ajustado proforma de R\$ 889,8 milhões no 4T24 e R\$ 3,3 bilhões em 2024, com conversão de caixa⁽²⁾ de 59% no trimestre, reforçando a capacidade de geração de caixa da Companhia para redução da alavancagem. No ano de 2024, o Lucro Líquido Societário⁽³⁾ foi de R\$ 272 milhões.

Novo formato do Release de Resultados: reforçando seu compromisso com a transparência e a melhoria contínua da comunicação com o mercado, a Companhia reformulou o *release* de resultados, passando a apresentá-lo por segmento de atuação: geração, comercialização e participações.

⁽¹⁾ Volume corresponde às vendas finais nos segmentos corporativo, atacado e varejo (soma Auren, AES e Esfera). Considera *intercompanies*.

⁽²⁾ Índice de Conversão de Caixa = Fluxo de Caixa Operacional (após IR/CS Caixa, Capital de Giro, CAPEX *Sustaining* e Serviço da Dívida) / EBITDA Ajustado.

⁽³⁾ Lucro Líquido Societário considera os resultados da Auren Participações (antiga AES Brasil) apenas após o encerramento da Transação (novembro e dezembro).

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

Destaques Operacionais

Fonte	Geração (MWm)					
	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Hidro	2.062	2.463	-16,3%	1.856	2.333	-20,4%
Eólica	1.234	1.074	14,9%	1.135	998	13,7%
Solar	189	70	169,7%	141	64	118,1%
Total Próprios	3.485	3.607	-3,4%	3.132	3.395	-7,8%
Participações ⁽¹⁾	1.921	2.776	-30,8%	2.266	1.825	24,2%
Total Próprios + Participações	5.406	6.383	-15,3%	5.398	5.220	3,4%

Fonte Eólica	Disponibilidade					
	4T24	4T23	Var. (p.p.)	2024	2023	Var. (p.p.)
Disponibilidade Média	92,5%	93,2%	-0,7	89,8%	92,4%	-2,6
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína	94,2%	93,2%	1,0	93,4%	92,4%	1,9
Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína	92,1%	89,5%	2,5	92,0%	88,4%	3,8

Destaques Financeiros

R\$ Milhões, Proforma	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Receita Líquida	3.598,9	2.666,1	35,0%	11.250,8	9.557,4	17,7%
Geração	1.795,5	1.535,1	17,0%	6.088,6	5.515,5	10,4%
Comercialização	2.602,9	1.416,6	83,7%	7.079,8	4.908,3	44,2%
Holding e Pipeline ⁽²⁾	-	22,7	n.a.	-	81,8	n.a.
Eliminações	(871,1)	(354,0)	146,1%	(2.233,9)	(1.075,3)	107,7%
EBITDA Ajustado⁽³⁾	889,8	1.019,2	-12,7%	3.309,9	3.483,4	-5,0%
Geração	954,1	1.019,1	-6,4%	3.238,3	3.346,8	-3,2%
Comercialização	(31,3)	51,5	n.a.	202,1	295,1	-31,5%
Holding e Pipeline	(33,0)	(51,4)	-35,8%	(130,6)	(158,5)	-17,6%
Margem EBITDA Ajustada	24,7%	38,2%	-13,5 p.p.	29,4%	36,4%	-7,0 p.p.
Resultado Líquido	(363,6)	220,2	n.a.	(32,6)	15,6	n.a.
Fluxo de Caixa Operacional pós Serviço da Dívida	527,9	579,9	-9,0%	1.881,8	2.167,7	-13,2%
Índice de Conversão de Caixa	59,3%	56,9%	2,4 p.p.	56,9%	62,2%	-5,4 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	18.900,6	11.813,6	60,0%	18.900,6	11.813,6	60,0%
Alavancagem⁽⁵⁾	5,7x	3,4x	+2,3x	5,7x	3,4x	+2,3x

⁽¹⁾ Capacidade Instalada ponderada pela participação indireta da Auren Energia nos ativos.

⁽²⁾ Variação decorrente de mudança de alocação de segmento entre os anos (empresa AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda, comercializadora varejista oriunda da aquisição da AES Brasil).

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

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

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

Carta da Administração

O ano de 2024 foi transformacional para a história da Auren. Anunciamos e concluímos a aquisição da AES Brasil, nos tornando a 3ª maior geradora de energia do país e consolidando nossa liderança em comercialização. Com a Transação, a Auren passou a ter 8,8 GW de capacidade instalada, com 39 ativos e um portfólio equilibrado entre as fontes de geração hidrelétrica, eólica e solar. A capacidade instalada de nosso portfólio é distribuída em 54% de ativos hidrelétricos, 36% de ativos eólicos e 10% de ativos solares, bastante próxima do que consideramos ser o portfólio ótimo, assegurando a diversidade de fontes que mitigam os riscos de variação dos recursos naturais ao longo do tempo. Além disso, nos proporciona a flexibilidade necessária para oferecer diversos produtos aos nossos clientes, ao passo que nos beneficiamos de ganhos com modulação de geração frente ao perfil horário do preço *spot*.

Desde o anúncio da Transação, no dia 15 de maio de 2024, a Auren preparou um plano de integração e captura de sinergias detalhado para cada área da Companhia, com ações a serem implementadas e alcançadas no dia um (D1), cem dias após o fechamento da Transação (D100) e 365 dias após o fechamento da Transação (D365). No D1, 100% das ações previstas no plano de integração foram alcançadas sem qualquer intercorrência. No início de fevereiro, a Companhia concluiu o D100 com atingimento de todas as ações previstas sem qualquer desvio em relação ao plano traçado, além de antecipar algumas ações inicialmente planejadas para o período pós-D100.

A Auren tem trabalhado arduamente para concretizar a apropriação de sinergias, com a captura de valor ocorrendo de forma mais positiva e acelerada do que o originalmente previsto no plano de negócios elaborado no momento da transação. Vários marcos anunciados na divulgação da aquisição da AES Brasil em maio de 2024 já foram alcançados. Em relação a despesas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros), divulgamos na época uma expectativa de economia anual da ordem de R\$ 120 milhões. A partir da assinatura da Transação, em maio, a estrutura da Auren foi repensada e ajustes significativos foram feitos no D1, trazendo economias importantes com relação a estrutura corporativa e quadro de pessoal, com ganhos já apropriados de cerca de R\$ 120 milhões por ano. Na frente de materiais, serviços e outros (MSO), as principais economias já capturadas foram aquelas associadas a seguros, sistemas e viagens. A partir de 01 de novembro de 2024, a captura de sinergias recorrentes já representou uma economia de R\$ 43,5 milhões. Em um ano completo, as sinergias de PMSO já implementadas podem somar R\$ 250 milhões. Além disso, os gastos não recorrentes da Transação de R\$ 79,6 milhões foram compensados por economias pontuais de R\$ 85,0 milhões.

Na frente de gestão do passivo financeiro, a Companhia emitiu, em outubro, uma debênture na Auren Energia no valor de R\$ 2,5 bilhões ao custo *all-in* de CDI+0,6% a.a. para fazer frente a vencimentos de dívidas contratadas pela Auren Participações (atual denominação da AES Brasil), que somavam um montante próximo aos R\$ 2,5 bilhões, porém a um custo de CDI+1,65% a.a. Além disso, fizemos pré-pagamentos de dívidas no valor de R\$ 410 milhões atreladas ao CDI com *spread* mais elevado.

Ainda quanto à estrutura de capital, renegociamos o acordo de acionistas com o Itaú referente à participação do banco em ações PNs da subsidiária Guaimbê, avaliadas em aproximadamente R\$ 1,1 bilhão. A correção do valor da opção de compra das ações preferenciais foi reduzida de CDI+1,7% a.a. para CDI+0,0% a.a.

Além das sinergias financeiras, a Companhia elaborou um plano detalhado para a recuperação da performance dos ativos eólicos adquiridos, com iniciativas focadas em disponibilidade, confiabilidade e performance. O plano começou a ser executado a partir de D1, resultando na retomada de cerca de 60% dos aerogeradores que estavam fora de operação e na redução contínua da taxa de falhas. A Companhia tem um plano de investimento detalhado para recuperação dos ativos em 2025, incluindo ações como troca de grandes componentes, aquisição e recomposição de estoque de peças sobressalentes, ações preventivas de manutenção entre outros. Além disso, a Auren espera concluir, até maio, a implantação, em todos os parques oriundos da AES, do mesmo sistema de gestão de performance que era utilizado nos ativos de propriedade da Auren antes da Transação, o que permitirá uma leitura precisa dos dados de operação de cada aerogerador em tempo real. A expectativa é finalizar o ano de 2025 atingindo 95% de disponibilidade nos ativos adquiridos, uma antecipação de 2 anos em relação ao que foi originalmente previsto e anunciado.

Por fim, novas frentes importantes de criação de valor devem ocorrer ao longo dos próximos meses, com a unificação dos centros de operações, migração dos sistemas da AES Brasil para os sistemas da Auren, padronização dos contratos com terceiros e fortalecimento da cultura de gestão de eficiência em toda a Companhia.

A Companhia combinada passou a operar com aproximadamente 1.000 colaboradores divididos em nosso escritório corporativo de São Paulo e áreas operacionais. Desde o fechamento da Transação, várias ações de integração com os colaboradores foram realizadas, e as pesquisas de clima indicam alto grau de satisfação. Nossos colaboradores estão altamente engajados na captura de sinergias em 2025 e o tema se transformou em uma meta de remuneração contratada por todas as equipes.

Com relação ao negócio de comercialização de energia, concluímos o ano de 2024 como a empresa líder neste segmento no país. A Auren comercializou 6,2 GW médios de energia e consolidou sua presença nos segmentos de grandes clientes (*corporate*), clientes de médio porte (atacado) e no varejo. Em 2024, adquirimos a Esfera Energia, que permitiu a entrada

da Auren no segmento de gestão de energia. Além disso, concluímos a criação da GUD Energia com a Vivo para atuar no segmento varejista.

Em função da volatilidade de preços de energia no segundo semestre de 2024, a nossa estratégia de construção e busca pelo portfólio ótimo de geração, diversificado entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar, em conjunto com uma comercializadora robusta, provou-se vencedora. O portfólio combinado gerou ganhos com modulação de aproximadamente R\$ 58 milhões. Essa abordagem não apenas mitigou os riscos associados às flutuações de preços, mas também maximizou geração de valor, demonstrando a eficácia de uma estratégia bem balanceada, resiliente e diversificada.

Frente à expectativa para os próximos anos, com a previsão de maior volatilidade no mercado de energia dada a evolução da matriz energética do país, essa estratégia se tornará ainda mais relevante. A capacidade de adaptar-se rapidamente às mudanças de preços e de aproveitar as oportunidades oferecidas por diferentes fontes de energia será crucial para manter a competitividade e garantir resultados. A Auren está bem posicionada para enfrentar esses desafios, continuando a investir em um portfólio diversificado e em parcerias estratégicas que fortaleçam sua atuação no mercado.

Na frente de crescimento orgânico, a Companhia avaliou a viabilidade do *pipeline* combinado de projetos *greenfield*, e foi tomada a decisão de desenvolver o projeto Cajuína 3, que pertence ao *cluster* de Cajuína (1 e 2). O projeto é único, pois possui um dos maiores fatores de capacidade do Brasil, com mais de 60%, em função das características do relevo onde será instalado. Além disso, uma parte do investimento já foi executado com a construção de Cajuína 2. Cajuína 3 terá capacidade instalada de 112 MW (aproximadamente 70 MW médios de garantia física), e o complexo Cajuína se tornará um *cluster* eólico de 796 MW no Rio Grande do Norte. Devido à nossa posição de liderança em comercialização de energia, estamos em conversas avançadas para a comercialização da totalidade da energia deste ativo no modelo de autoprodução.

Encerramos 2024 com EBITDA Ajustado de R\$ 3,3 bilhões de reais na visão proforma, que considera os números de Auren Participações (antiga AES Brasil). Esse resultado mostra a capacidade de geração de caixa das empresas combinadas, mesmo em um ano com impactos atípicos de corte de geração (*curtailment*) e novos ativos relevantes em fase escalonada de entrada em operação comercial. Iniciamos o ano de 2025 com 1,5 GW adicionais de capacidade instalada, considerando a entrada em operação comercial de Cajuína 1 e 2, Tucano e Jaíba. A geração de caixa adicional proveniente desses ativos, somada às sinergias da aquisição da AES Brasil, será importante no processo de desalavancagem da Companhia, que fechou o ano em 5,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. Cabe ressaltar que mesmo com alavancagem mais elevada, a Fitch manteve o *rating* de crédito da Companhia no nível de *investment grade*.

Em 01 de novembro de 2024, iniciamos um novo capítulo na nossa história, confiantes no potencial do setor elétrico brasileiro, otimistas diante dos desafios e oportunidades que se apresentam e comprometidos em criar valor para nossos acionistas. Em 2025, seguiremos focados na excelência operacional, na captura de valor das sinergias e na disciplina de alocação de capital, mantendo nosso compromisso de transparência com o mercado.

Novamente, agradecemos aos nossos acionistas pela confiança em nossa gestão e aos nossos colaboradores por todos os resultados alcançados ao longo deste ano, pelo engajamento diário e dedicação contínua ao propósito e valores que norteiam nossa Companhia.

Fabio Zanfalice
Diretor Presidente

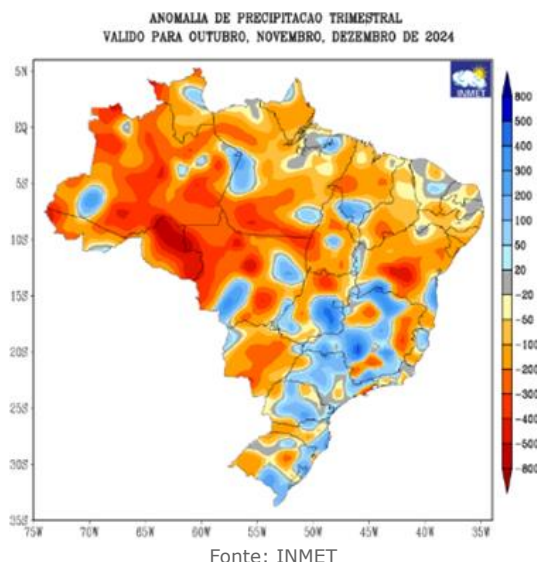
Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

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

1. Mercado de Energia

O quarto trimestre é marcado pelo início do período úmido nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, caracterizado pela elevação contínua dos acumulados de precipitação nas bacias hidrográficas onde estão instalados os principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional – SIN, os quais representam aproximadamente 93% de toda a capacidade armazenada. Por outro lado, devido a característica de complementariedade dos regimes hidrológicos que atuam no Brasil, há redução da precipitação na Região Sul.

| Figura 1 | Anomalia de Precipitação no 4T24



Devido ao avanço de frentes frias em direção ao Sudeste e ao padrão de circulação atmosférica estabelecido – que favoreceu a formação do corredor de umidade entre Norte e Sudeste, o último trimestre de 2024 foi caracterizado por chuvas acima da média em parte do Sudeste, principalmente nas bacias com reservatórios mais relevantes e maior potencial de geração hidrelétrica, no entanto, para o restante do SIN, a precipitação observada foi abaixo da média.

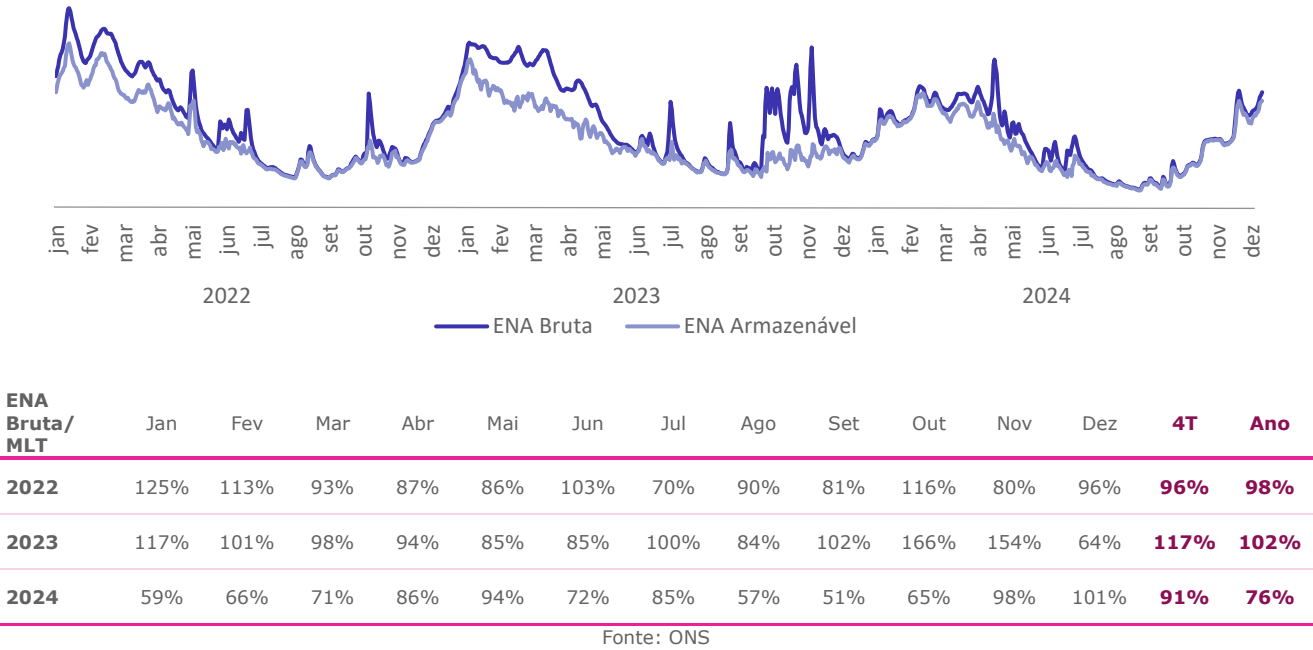
Cabe destacar, porém, que a melhora da condição climática contrastou com períodos de recessão hidrológica ao longo de 2024, sobretudo nos 9 meses que antecederam o início do quarto trimestre.

Sob o aspecto da evolução da Energia Natural Afluente (ENA) no 2S24, os meses de setembro e outubro apresentaram valores inferiores aos observados para o mesmo período de 2023, contudo, em dezembro, a ENA superou o valor registrado no ano anterior devido a reversão da condição climática mais recessiva observada ao longo do ano. No último trimestre de 2024, a ENA bruta correspondeu a 91% da Média de Longo Termo (MLT), enquanto no 4T23 a ENA bruta representou 117% da MLT dada a intensa precipitação observada na região Sul, onde há menor capacidade de armazenamento, não refletindo na mesma proporção em ENA Armazenável do SIN, conforme demonstrado no Gráfico 1.

Com relação à ENA Armazenável, que representa a quantidade da ENA que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio foi 87% da MLT no 4T24. Este valor foi 14 p.p. acima dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2023.

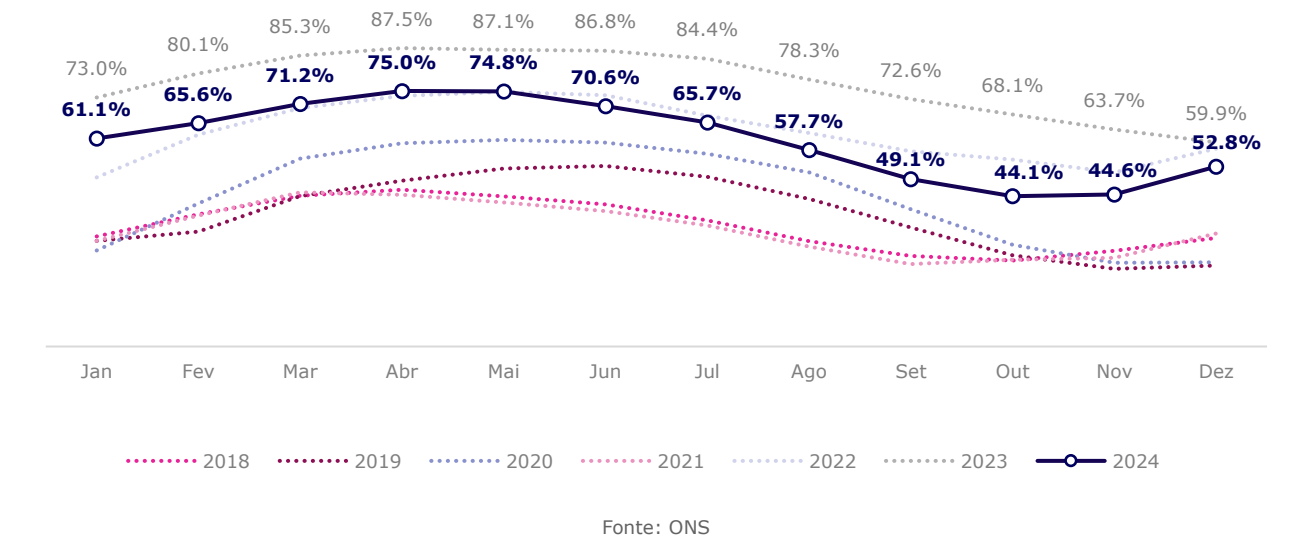
O ano de 2024 apresentou o pior desempenho em termos de ENA desde o período da crise hídrica observada em 2021 e caracterizado como o 2º pior ano do histórico para a região SE/CO resultando em um impacto importante sobre os preços de curto prazo tanto em valores médios como em volatilidade, conforme apresentado no Gráfico 5.

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



No que tange a evolução do nível dos reservatórios, o último trimestre do ano apresentou um crescimento no volume armazenado devido ao aumento das chuvas em localização favorável. Porém, o nível atingido em dezembro de 2024 foi inferior em 7,1 p.p. em relação ao verificado ao final de 2023.

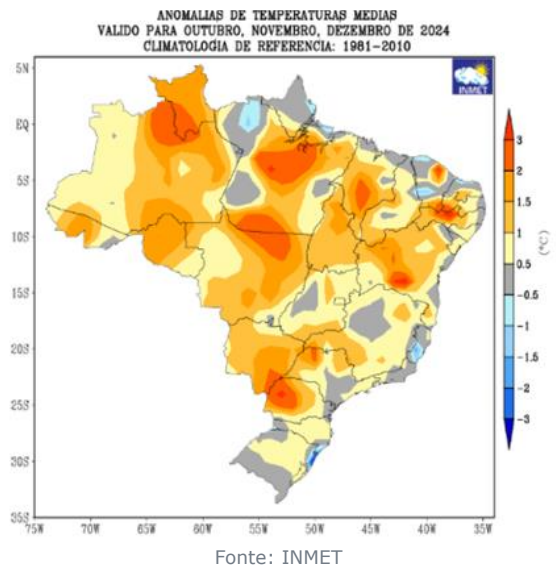
| Gráfico 2 | Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)



Com relação ao comportamento da temperatura no 4T24, o mês de outubro foi marcado por valores elevados em todo o país. Entretanto, os meses seguintes apresentaram temperaturas em linha com a média histórica nas principais capitais devido à passagem de frentes frias. No Sudeste, as anomalias negativas foram mais expressivas em novembro e na região Sul ocorreram em dezembro.

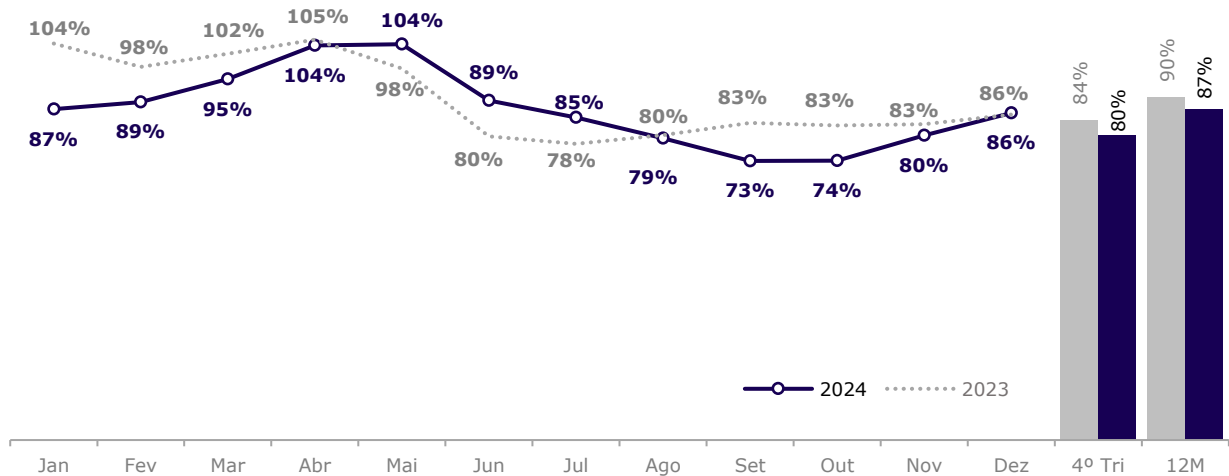
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 0,8% no 4T24 em relação ao 4T23, representando um consumo adicional de 0,6 GW médio. Este comportamento reflete um crescimento econômico contrabalançado pela redução das temperaturas em relação ao ano anterior.

| Figura 2 | Anomalia de Temperatura Máxima do Ar no 4T24



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 4T24, foi de 79,9% comparado a 83,8% no 4T23. Cabe destacar que a redução do fator de ajuste do MRE é explicada pela menor geração hidrelétrica no período devido ao aumento do despacho termelétrico no último trimestre do ano passado.

| Gráfico 3 | Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



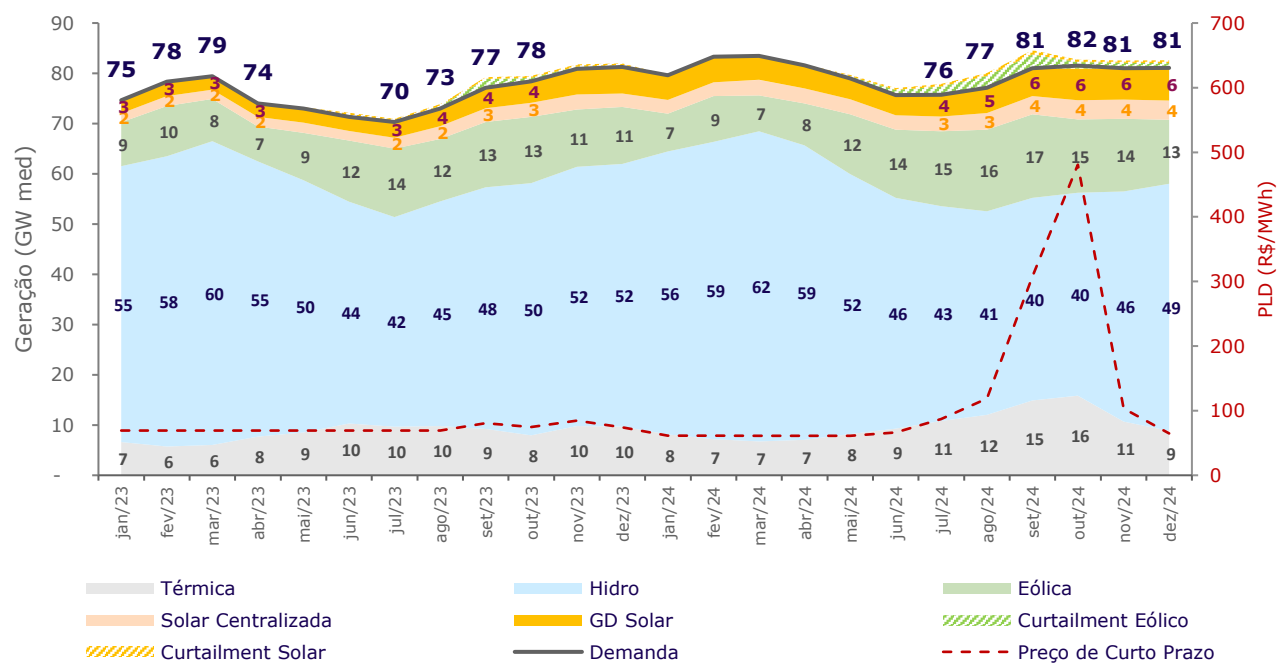
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	77%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	84%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	80%	87%

Fonte: CCEE

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 217,59/MWh no trimestre e R\$ 128,17/MWh no ano (ante um PLD médio de R\$ 77,70/MWh no 4T23 e R\$ 72,16/MWh em 2023). A alta de preços no período foi impulsionada principalmente pela menor afluência registrada durante os meses de janeiro a outubro (2º pior histórico para a região SE/CO), em adição ao aumento da demanda impulsionada pelas elevadas temperaturas ao longo do ano, intensificadas pelo fenômeno *El Niño*. Esses fatores combinados resultaram no aumento do despacho de usinas

termelétricas para garantir o suprimento do sistema, conforme demonstrado no Gráfico 4, bem como para atendimento de demanda nos horários de ponta.

| Gráfico 4 | Geração por fonte, Curtailment Renovável (GW médio) e PLD (R\$ / MWh)

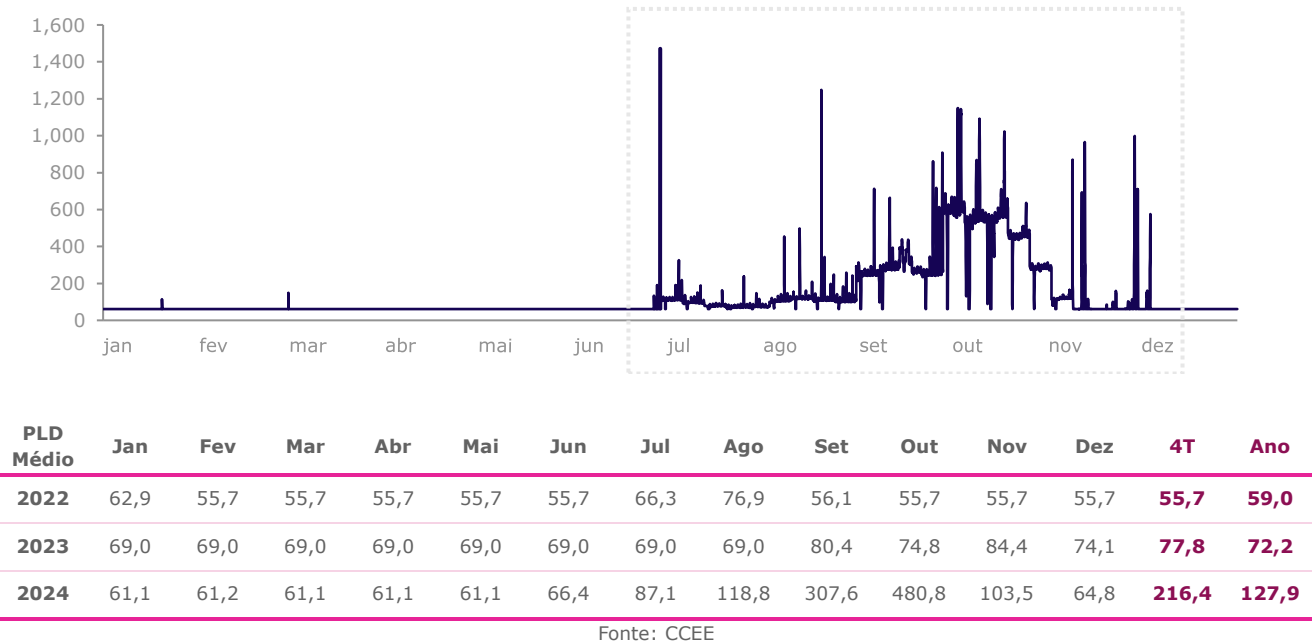


Fonte: ONS e CCEE

Os efeitos mais significativos de alta do PLD Horário ao longo dos dias são tipicamente registrados no fim da tarde e início da noite. Nestes horários, a demanda por energia permanece elevada enquanto a geração solar é interrompida, resultando em menor oferta de energia e, consequentemente, aumento dos preços.

Conforme observado no Gráfico 5, foi registrado um cenário de volatilidade de preços horários ao longo do segundo semestre de 2024, período em que a diversificação e robustez do portfólio da Auren se destacou. No segundo semestre de 2024, a volatilidade média horária observada na região SE/CO foi cerca de 32%, considerando os dias em que o PLD apresentou valores superiores ao piso regulatório de R\$ 61,07/MWh.

Gráfico 5 | PLD Horário Submercado Sudeste/Centro-Oeste em 2024 (R\$/MWh)



Por fim, segundo dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o 4T24 registrou cortes de geração (*curtailment*) na ordem de 7,7% para a fonte eólica e 12,9% para a fonte solar, ambos valores médios considerando o SIN.

Os cortes de geração das fontes eólica e solar se acentuaram após o episódio do apagão ocorrido no dia 15 de agosto de 2023. Após esse evento, o ONS aumentou as restrições no intercâmbio de energia entre o submercado nordeste para as demais regiões.

As restrições de geração observadas no segundo semestre de 2024, apresentadas no Gráfico 6, foram marcadas pela combinação de fatores como:

- i. Atraso na entrada em operação de linhas de transmissão previstas na expansão do sistema;
- ii. O aumento da capacidade instalada das fontes intermitentes devido à entrada em operação de novos projetos de geração eólica e solar (centralizada e distribuída), conforme Gráfico 4;
- iii. O cenário hidrológico desfavorável no terceiro trimestre, que levou à necessidade de despacho por ordem de mérito de termelétricas. As restrições operativas dessas usinas as impediram de atender exclusivamente às horas em que o preço superava seu custo variável unitário, exigindo a manutenção de sua operação por períodos adicionais. Esse efeito é conhecido como *unit commitment*;

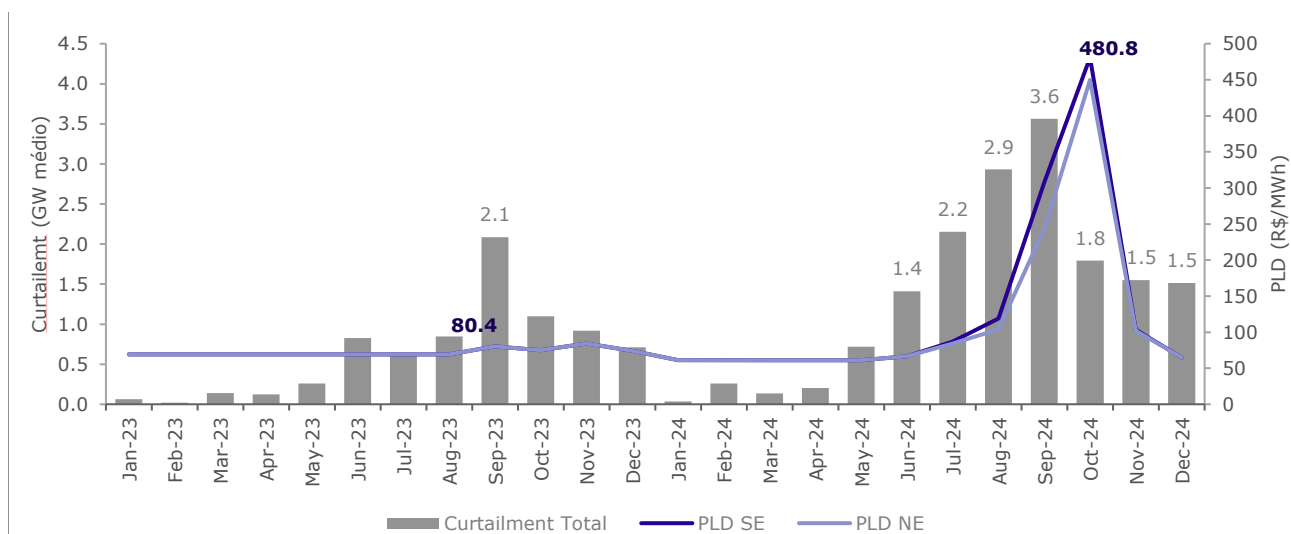
Combinado a esses fatores, o preço de mercado de curto prazo (PLD) nos meses com maior *curtailment* foi mais elevado e bastante volátil, com destaque para o mês de outubro, quando o patamar de R\$ 481/MWh foi atingido, aumentando o impacto financeiro do *curtailment*, em especial para os empreendimentos que comercializam energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

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.

Durante o terceiro trimestre de 2024, o limite de escoamento da região Nordeste foi bastante utilizado durante o período de recursos eólicos mais intensos. O atraso na entrada em operação comercial da linha de transmissão de Pacatuba – Jaguaruana II (500 kV) limitou ainda mais o escoamento da produção de energia renovável da região, levando a cortes substanciais na geração eólica e solar classificados pelo ONS como razão de risco de confiabilidade na operação do sistema. A entrada em operação da linha de Pacatuba, em conjunto com a redução esperada de geração eólica devido à sazonalidade do regime de ventos para o último trimestre do ano, resultou na diminuição destes cortes por razão de confiabilidade no sistema quando comparado ao trimestre anterior. Os cortes aplicados aos ativos eólicos no SIN, por razão de confiabilidade, reduziram de 9,2% para 3,1%, enquanto os cortes impostos aos ativos fotovoltaicos reduziram de 10,0% para 3,3%.

Por outro lado, os cortes por excesso de produção de energia, classificado como razão energética, aumentaram no 4T24, reflexo do maior despacho térmico em outubro e novembro, e da geração de projetos que entraram em operação comercial ao longo de 2024.

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



Fonte: CCEE

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

2. Desempenho por Unidade de Negócio

Importante: o quarto trimestre de 2024 marca a primeira divulgação do balanço energético da Companhia após a conclusão da aquisição da AES Brasil. A Transação resultou na formação de um portfólio de geração com 4.112 MW médios de garantia física, um incremento de 2.304 MW médios em relação ao publicado no 3T24.

Em atendimento ao compromisso de transparência e melhoria contínua das práticas de disclosure, a Auren passa a apresentar, a partir deste trimestre, o Balanço Energético da Companhia segmentado em Geração, Comercialização e Participações. Tais informações estão apresentados nas respectivas seções, acompanhados dos resultados por segmento.

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

Geração

Em dezembro de 2024, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 8.798,5 MW, onde 4.745,9 MW correspondem à fonte hidrelétrica, 3.176,1 MW correspondem à fonte eólica e 876,4 MWac correspondem à fonte solar. Ao longo desse capítulo, a Companhia apresenta o Balanço Energético do segmento de geração, seu desempenho operacional e respectivos resultados financeiros.

Balanço Energético do Segmento de Geração

Na Tabela 2 é apresentado o Balanço Energético de Geração combinado da Companhia, além de informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) discriminados em fonte convencional e fonte incentivada. O detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado pode ser acessado nos [Anexos](#) deste material.

As estratégias de comercialização da Auren e AES Brasil eram similares, o que resultou em um alto nível de contratação do portfólio de energia nos próximos 3 anos, com redução gradual nos médio e longo prazos.

Neste sentido, após a aquisição da AES, o nível de contratação para o ano de 2025 é de 93% do recurso total de geração, 89% em 2026 e 78% em 2027. Esses valores correspondem à garantia física total dos ativos próprios, descontadas as perdas da rede básica e o fator de ajuste MRE (GSF) apenas para 2024. Nos demais períodos, os valores são brutos de GSF.

No segmento de geração, a Companhia adquire energia de terceiros visando atender vendas de energia alocada aos ativos de geração bem como exposições ao MRE.

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

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

Volume (MW médio)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Recursos Próprios (A)	3.351	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696
Garantia Física Hidrelétrica ⁽¹⁾	1.795	2.012	2.012	2.012	2.012	2.012
Garantia Física Eólica ⁽²⁾	1.391	1.451	1.451	1.451	1.451	1.451
Garantia Física Solar	166	233	233	233	233	233
Compras para revenda (B)	1.113	606	515	498	470	386
Convencional	627	217	137	119	76	6
Incentivada	486	389	379	379	394	380
Recursos Totais (C = A + B)	4.464	4.302	4.212	4.194	4.166	4.082
Vendas no ACR (D)	1.087	1.084	1.084	1.084	1.190	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	230	336	230
Eólica	792	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.330	2.912	2.657	2.198	1.881	1.359
Hidrelétrica	2.631	2.163	2.005	1.546	1.229	707
Eólica	610	594	587	587	587	587
Solar	89	156	65	65	65	65
Vendas Totais (F = D + E)	4.417	3.996	3.741	3.281	3.071	2.443
Balanço Geração (C - F)	47	306	470	912	1.095	1.639
Convencional	13	202	253	658	737	1.274
Incentivada	34	104	217	255	358	365

Preços (R\$/MWh)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Preço Médio⁽³⁾ de Venda	176	192	182	195	201	213
ACR	253	261	263	263	261	263
Hidrelétrica	288	298	301	301	282	301
Eólica	236	244	246	246	246	246
Solar	324	337	337	337	337	337
ACL	151	166	150	163	163	174
Hidrelétrica	142	154	133	147	144	152
Eólica	184	199	198	198	199	199
Solar	184	207	187	184	183	183
Preço Médio⁽³⁾ de Compra	144	177	168	170	167	170
Convencional	126	177	139	137	126	132
Incentivada	166	177	179	180	175	171

⁽¹⁾ Os valores consideram: (a) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até dez/24, e, para os demais períodos, considera GSF igual a 1; (b) não considera recursos da UHE Paraibuna; e (c) a garantia física sujeita a GSF é de 1.782, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera. Em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 16,62/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

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

⁽³⁾ Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada.

Desempenho Operacional Geração

Nesta seção, a Auren apresenta seu desempenho operacional para as diferentes fontes que compõem o seu portfólio. As expectativas de produção baseadas nas certificações de geração nos percentis 50 (P50) e 90 (P90) dos complexos eólicos e solares provenientes da aquisição da AES Brasil foram recalculadas durante o processo de *due diligence*. Estas novas referências passam, a partir de agora, a serem utilizadas para as análises apresentadas nesse documento. Os detalhes das atualizações das certificações, bem como os detalhes de desempenho por ativo, estão disponíveis no [Anexo 2](#).

| Tabela 3 | Capacidade instalada e produção dos Ativos Próprios e com Participação Minoritária segregado por fonte de geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW) ⁽¹⁾	Geração (MWm)					
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Hidro	4.198	2.062	2.463	-16,3%	1.856	2.333	-20,4%
Eólica	3.176	1.234	1.074	14,9%	1.135	998	13,7%
Solar	876	189	70	169,7%	141	64	118,1%
Total Próprios	8.251	3.485	3.607	-3,4%	3.132	3.395	-7,8%
Participações ⁽²⁾	547	1.921	2.776	-30,8%	2.266	1.825	24,2%
Total Próprios + Participações	8.799	5.406	6.383	-15,3%	5.398	5.220	3,4%

Hidrelétrica

A Auren encerra do ano de 2024 com uma capacidade hidrelétrica instalada de 4.198 MW, representando um crescimento de 2.658 MW (208%) em relação ao 3T24 em função da aquisição da AES Brasil. O número de ativos também cresceu substancialmente, finalizando o 4T24 com 10 hidrelétricas, conforme apresentado na Tabela 04⁽³⁾.

| Tabela 4 | Características principais dos Ativos hidrelétricos Próprios

Usina Hidrelétrica	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Nº de Unidades Geradoras	Cap. Unitária da UG (MW)	Entrada Operação Comercial	Prazo final da Concessão
Porto Primavera	1.540	887	14	110,0	1999	Abr/56
Água Vermelha	1.396	694	6	232,7	1978	Ago/32
UHE Nova Avanhandava	347	125	3	115,8	1982	Jul/32
UHE Promissão	264	94	3	88,0	1975	Mai/32
UHE Bariri	143	60	3	47,7	1969	Mai/32
UHE Barra Bonita	141	47	4	35,2	1963	Jun/32
UHE Ibitinga	131	67	3	43,8	1969	Ago/32
UHE Euclides da Cunha	109	47	4	27,2	1960	Jul/32
UHE Caconde	80	32	2	41,2 39,2	1966	Mai/32
UHE Limoeiro	32	14	2	16,0	1958	Set/32

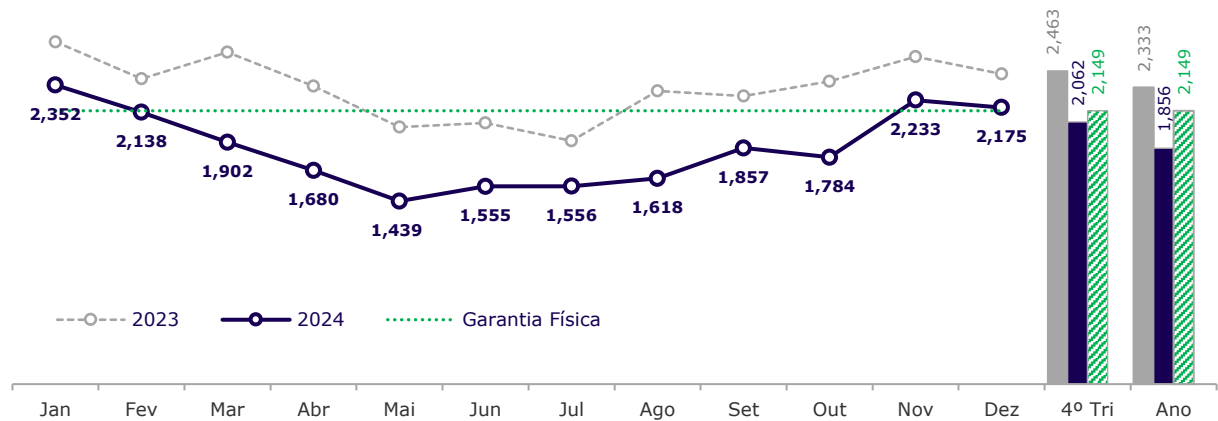
A produção de energia dos ativos hidrelétricos Auren atingiu 2,1 GW médios no 4T24, 16,3% inferior ao 4T23 (2,5 GW médios). No ano de 2024, a produção atingiu 1,9 GW médios, 20,4% abaixo ao valor observado no ano de 2023 (2,3 GW médios), devido ao cenário hidrológico desfavorável no ano de 2024, especialmente nos três primeiros trimestres do ano.

⁽¹⁾ Desconsidera UHE Paraibuna.

⁽²⁾ Capacidade Instalada ponderada pela participação indireta da Auren Energia nos ativos. Dados de geração não são ponderados.

⁽³⁾ O total de ativos desconsidera três PCHs oriundas do portfólio da antiga AES Brasil, com capacidade total de 14,2 MW, bem como as UHEs com participação minoritária, com capacidade de 547,5 MW.

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



Conforme apresentado na Tabela 5, após três trimestres caracterizados por uma recessão hidrológica severa, o 4T24 foi marcado pela recuperação dos níveis de precipitação e afluência aos reservatórios em relação aos valores observados no 4T23 nas bacias do Sudeste e Centro-Oeste. A Energia Natural Afluente (ENA) foi 10% superior quando comparada com o 4T23. Entretanto, mesmo com a recuperação do cenário hidrológico, as afluências não foram suficientes para recuperar o nível de armazenamento dos reservatórios do SIN ao final de 2024, conforme apresentado no Gráfico 2 na seção 1.

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

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽¹⁾	
	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%
Mai	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	9.558	17.296	-45%	49%	88%
Outubro	14.051	22.523	-38%	59%	95%
Novembro	35.063	26.427	33%	112%	84%
Dezembro	45.925	28.114	63%	96%	59%

Período	ENA Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWm)			ENA (% MLT) ⁽¹⁾	
	2024	2023	Var.	2024	2023
1T	42.105	74.307	-43%	61%	109%
2T	29.343	40.817	-28%	67%	96%
3T	12.185	19.583	-38%	55%	89%
4T	31.643	25.680	23%	89%	79%
2024	28.781	39.907	-28%	68%	93%

⁽¹⁾ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em ons.org.br - acesso em janeiro de 2025.

Conforme demonstrado na Tabela 6, o índice de disponibilidade verificada das principais Usinas Hidrelétricas do portfólio ao final do 4T24, como Porto Primavera, Água Vermelha e Nova Avanhandava – que representam 78,2% da capacidade hidrelétrica da Companhia - encontram-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas incorporadas à Auren, cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão das manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade desses ativos e recuperar o nível adequado de disponibilidade.

| Tabela 6 | Valores de Disponibilidade das Usinas Operadas pela Auren e Referência ANEEL

Usina	Cap. Instalada (MW)	Nº de Unidades Geradoras	Cap. Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540	14	110,0	96,8%	92,3%
UHE Água Vermelha	1.396	6	232,7	97,3%	93,9%
UHE Nova Avanhandava	347	3	115,8	95,9%	94,8%
UHE Promissão	264	3	88,0	91,0%	94,8%
UHE Bariri	143	3	47,7	92,2%	93,4%
UHE Barra Bonita	141	4	35,2	88,6%	94,6%
UHE Ibatinga	131	3	43,8	93,6%	93,8%
UHE Euclides da Cunha	109	4	27,2	97,4%	94,6%
UHE Caconde	80	2	41,2 39,2	94,5%	94,6%
UHE Limoeiro	32	2	16,0	95,9%	94,6%

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

Eólica

Até 31 de outubro de 2024, a Auren possuía uma capacidade instalada de empreendimentos eólicos de 982 MW concentrada em um *cluster* na fronteira dos Estados de Piauí e Pernambuco, representada pelos parques Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III. Com a aquisição da AES Brasil, foram incorporados 10 novos sites, que representam uma capacidade instalada adicional de 2.194 MW e, com isso, o portfólio de geração eólica da Auren atinge a potência total de 3.176 MW e uma frota de 1.182 aerogeradores, conforme apresentado na Tabela 07.

| Tabela 7 | Características Técnicas dos Complexos Eólicos

Estado	Complexo Eólico	Cap. Instalada (MW)	Nº de Aerogeradores	Fabricante	Modelo (capacidade)	Modalidade de O&M ⁽¹⁾
PI	Ventos do Araripe III	358	156	GE	GE 2X (2,3 MW e 2,4 MW)	FSA
	Ventos do Piauí II	211	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	FSA
	Ventos do Araripe I	210	105	Siemens Gamesa	G95 (2,0 MW)	Primarizada
	Ventos do Piauí III	207	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	FSA
	Ventos do Piauí I	206	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	FSA
PE	Caetés	182	107	GE	GE100 / GE1.6 (1,7 MW / 1,68 MW)	OSA
RN	Cajuína	684	120	Nordex	N163 (5,7 MW)	FSA
	Ventus	187	112	Alstom	ECO86 (1,67 MW)	Primarizada
	Salinas	50	24	Suzlon	S88 / S95 / S97 (2,1 MW)	Primarizada
CE	Mandacaru	108	53	Siemens Gamesa e Suzlon	S88 / S95 (2,1 MW) G97 (2,0 MW)	Primarizada
BA	Alto Sertão II	386	230	GE	GE 1.6 (1,68 MW / 1,62 MW)	OSA
	Tucano	322	52	Siemens Gamesa	SG 6.2 (6,2 MW)	FSA
RS	Cassino	64	32	Siemens Gamesa	G97 (2,0 MW)	FSA
Total		3.176	1.182	-	-	-

No 4T24, a disponibilidade dos ativos totalmente operacionais atingiu 94,2% da capacidade instalada (todos os ativos, exceto Tucano e Cajuína), um aumento de 1,0 p.p. quando comparada ao 4T23. No ano de 2024, a disponibilidade foi de 93,4%, elevação de 1,0 p.p. em relação a 2023, que encerrou o ano com 92,4%.

Considerando apenas os ativos totalmente operacionais incorporados através da aquisição da AES Brasil, o 4T24 encerrou com uma disponibilidade de 92,1% da capacidade instalada, apresentando melhora de 2,6 p.p. em relação ao 4T23 (89,5%). No complexo de Mandacaru, único que apresentou redução na disponibilidade no 4T24 (76,7%) quando comparado a 4T23 (81,2%), houve paradas programadas dos aerogeradores após a identificação da necessidade de ajustes nas pás durante campanhas de inspeções preditivas. Nos meses de novembro e dezembro, a área de Operação e Manutenção da Auren iniciou a execução do plano de recuperação de ativos, conforme elaborado durante o período de transição entre a assinatura e o fechamento da Transação. Em Caetés e Alto Sertão, por exemplo, a disponibilidade do 4T24 foi de 95,6% e 92,7%, uma melhora de 2,6 p.p. e 1,9 p.p., respectivamente, em relação ao 4T23. Em Cajuína, que estava em processo de entrada em operação comercial ao longo de 2024, a disponibilidade foi de 92,8% no trimestre, mostrando uma recuperação significativa ao longo do ano.

⁽¹⁾ FSA (*Full Scope Agreement*) é um contrato abrangente que cobre manutenção completa e serviços de longo prazo para equipamentos. OSA (*Operation Service Agreement*) é um contrato focado na operação e manutenção de ativos, sem incluir peças ou grandes reparos.

| Tabela 8 | Disponibilidade dos Complexos Eólicos

Estado	Ativos	Cap. Instalada (MW)	Modalidade de O&M	Disponibilidade					
				4T24	4T23	Var. (p.p.)	2024	2023	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	FSA	96,2%	96,4%	-0,2	96,2%	96,3%	-0,1
	Ventos do Piauí II	211	FSA	98,4%	98,5%	-0,1	98,6%	98,3%	0,3
	Ventos do Araripe I	210	Primarizada	93,6%	87,4%	9,2	92,6%	87,5%	5,1
	Ventos do Piauí III	207	FSA	97,1%	99,1%	-2,0	95,7%	98,8%	-3,1
	Ventos do Piauí I	206	FSA	95,4%	97,6%	-2,2	96,7%	96,1%	0,6
PE	Caetés	182	OSA	92,7%	90,8%	1,9	94,0%	89,0%	5
RN	Cajuína	684	FSA	92,8%	-	-	83,9%	-	-
	Ventus	187	Primarizada	88,4%	84,6%	3,8	86,5%	83,4%	3,1
	Salinas	50	Primarizada	96,0%	94,4%	1,6	95,9%	91,9%	4
CE	Mandacaru	108	Primarizada	76,7%	81,2%	-4,5	81,2%	78,8%	2,4
BA	Alto Sertão II	386	OSA	95,6%	93,0%	2,6	95,8%	92,5%	3,3
	Tucano	322	FSA	80,5%	-	-	72,5%	-	-
RS	Cassino	64	FSA	97,5%	96,6%	0,9	97,9%	93,6%	4,3
Disponibilidade Média		-	-	92,5%	93,2%	-0,7	89,8%	92,4%	-2,6
Disponibilidade Média ex-Tucano e Cajuína		-	-	94,2%	93,2%	1,0	93,4%	92,4%	1,9
Ativos Incorporados ex-Tucano e Cajuína		-	-	92,1%	89,5%	2,5	92,0%	88,4%	3,8

A velocidade média dos ventos no 4T24 foi em linha com o mesmo período do ano anterior.

| Tabela 9 | Velocidade Média do Vento dos Complexos Eólico

Estado	Velocidade Média do Vento (m/s)	Cap. Instalada (MW)	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
PI	Ventos do Araripe III	358	6,8	7,2	-4,6%	7,5	7,5	0,1%
	Ventos do Piauí I	211	6,8	6,9	-2,1%	7,3	7,2	2,5%
	Ventos do Piauí II	210	7,8	7,9	-2,3%	8,4	8,3	1,8%
	Ventos do Piauí III	207	7,3	7,5	-2,0%	8,1	7,9	2,4%
	Ventos do Araripe I	206	7,1	8,0	-10,9%	7,7	8,3	-6,6%
PE	Caetés	182	9,0	8,2	10,5%	7,5	7,5	0,7%
RN	Mandacaru	684	9,3	9,5	-1,9%	7,4	8,0	-7,1%
	Salinas	187	8,4	8,5	-1,6%	7,2	7,7	-5,6%
	Ventus	50	7,4	7,8	-5,5%	6,4	7,1	-10,1%
CE	Cajuína	108	9,2	8,7	5,1%	7,5	8,7	-14,1%
BA	Tucano	386	9,0	8,5	6,0%	7,9	8,2	-3,4%
	Alto Sertão II	322	7,7	7,8	-1,3%	8,4	8,3	1,3%
RS	Cassino	64	7,2	7,6	-4,7%	6,8	7,0	-2,5%

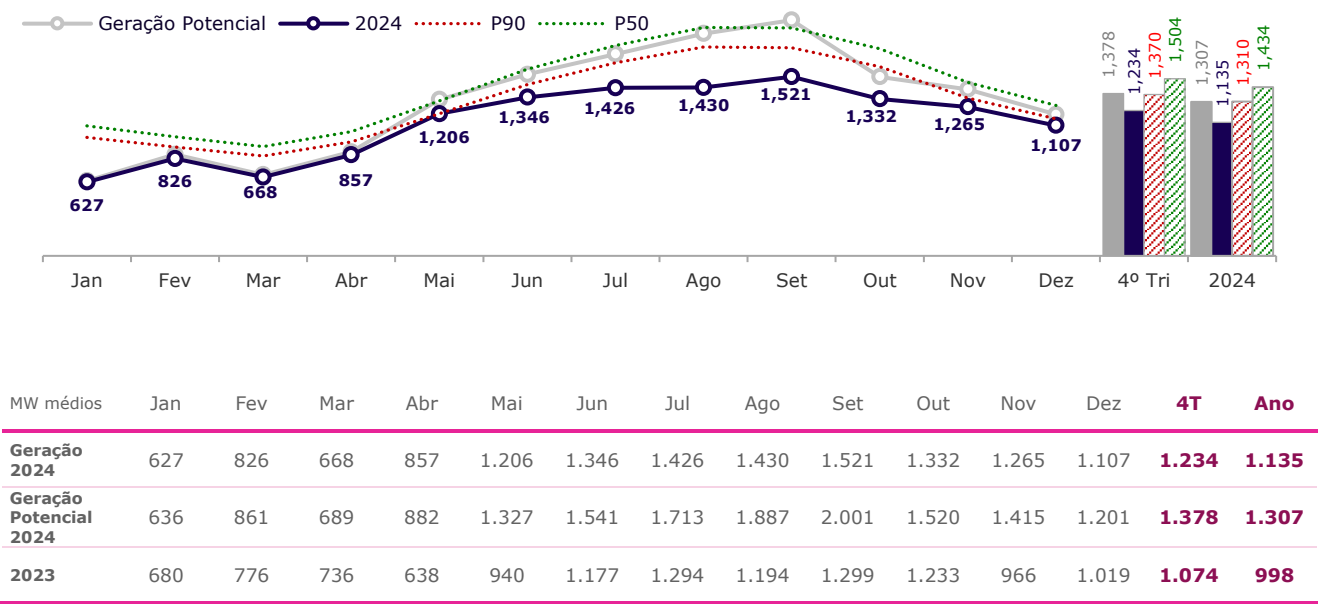
No ano de 2024, a produção de energia dos ativos eólicos do portfólio consolidado da Auren atingiu 1,1 GW médio, 13,7% superior a 2023 (1,0 GW médio) devido principalmente às entradas de operação definitiva dos Complexos Eólicos Tucano

e Cajuína. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 13,4% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 20,8%, conforme Gráfico 8.

As variações decorrem principalmente das restrições de geração (*curtailment*) do portfólio consolidado e do recurso eólico abaixo do esperado, em especial no *cluster* Piauí no 4T24. No quarto trimestre de 2024 a produção de energia foi de 1,2 GW médio, 14,9% superior ao 4T23 (1,1 GW médio), representando 82,1% da certificação no P50 e 90,1% do P90. No entanto, quando observado o mês de dezembro, a produção de energia eólica já estava alinhada com o P90.

No Gráfico 8, apresentamos a comparação mensal da geração efetiva, da geração potencial (geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido às restrições por *curtailment*) e percentis 50 e 90 das certificações. Pode-se observar que, não fossem os cortes de 172,1 MW médios, a geração do ano de 2024 (linhas e barras cinzas) atingiria 99,7% da certificação P90. Cabe destacar, que a produção ainda sofreu impacto da baixa performance dos ativos oriundos da AES Brasil que apresentaram nível de disponibilidade abaixo dos níveis de projeto comprometendo a produção dos parques eólicos.

| Gráfico 8 | Ativos Consolidado – Geração de Energia, Geração Potencial⁽¹⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

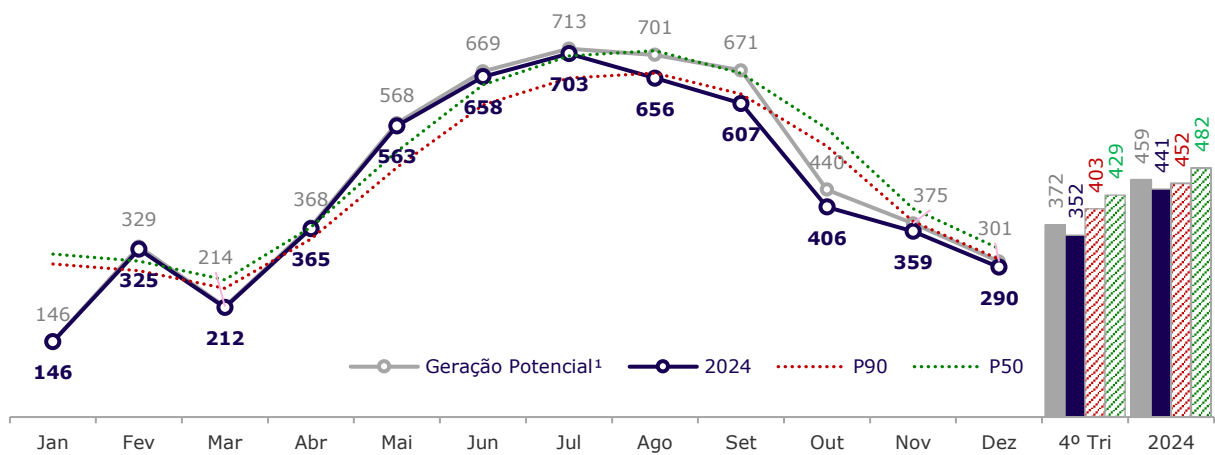


Neste sentido, considerando as diferenças operacionais e geográficas entre os ativos originários da Auren e aqueles incorporados após a aquisição da Auren Participações (antiga AES Brasil), é importante, neste primeiro momento, a avaliação individualizada do desempenho de cada portfólio. Dessa forma, podemos entender melhor as particularidades de cada base de ativos, como suas condições de operação e padrões de geração, para um monitoramento mais preciso da evolução do portfólio combinado.

A geração potencial de energia dos ativos eólicos que compunham o portfólio da Auren antes da transação com a AES Brasil, atingiu 459,1 MW médios em 2024, conforme Gráfico 9, superior em 1,1% à geração esperada para o P90 e inferior em 5,1% ao P50. A geração potencial atingiu 371,8 MW médios no 4T24, um trimestre marcado por períodos de recurso eólico abaixo do esperado e restrições que impactaram a geração. Com relação à geração esperada para o P90, a produção no 4T24 foi inferior em 7,8% e, em relação à geração esperada para o P50, foi inferior em 13,4%.

⁽¹⁾ Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico.

| Gráfico 9 | Conjunto de Ativos que faziam parte do portfólio da Auren antes da aquisição da AES – Geração de Energia, Geração Potencial⁽¹⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

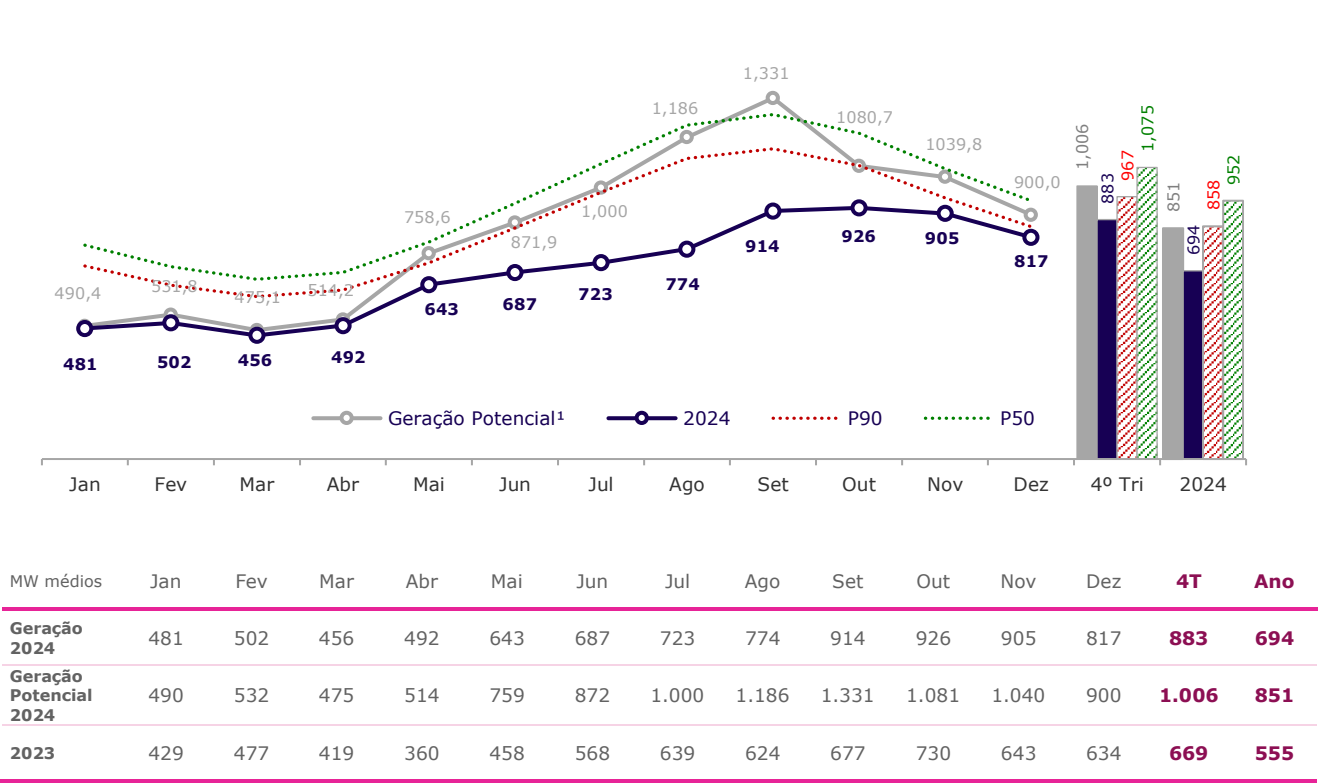


MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	146	325	212	365	563	658	703	656	607	406	359	290	352	441
Geração Potencial 2024	146	329	214	368	568	669	713	701	671	440	375	301	372	459
2023	251	299	317	278	482	609	656	569	623	503	323	385	405	442

A geração potencial dos ativos eólicos incorporados pela Auren, atingiu 851,3 MW médios em 2024, conforme Gráfico 10. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 0,8% e, em relação à geração esperada para o P50, foi inferior em 10,6%. Já no quarto trimestre, a geração potencial atingiu 1.006,5 MW médios, 4,1% acima da geração esperada para o P90, e inferior em 6,4% em relação à geração esperada para o P50, devido principalmente à retomada das substituições de grandes componentes e inspeções proativas nos aerogeradores para recuperação e aumento do nível de disponibilidade.

⁽¹⁾Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico.

| Gráfico 10 | Ativos Incorporados com a aquisição da AES Brasil – Geração de Energia, Geração Potencial⁽¹⁾ e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médio)

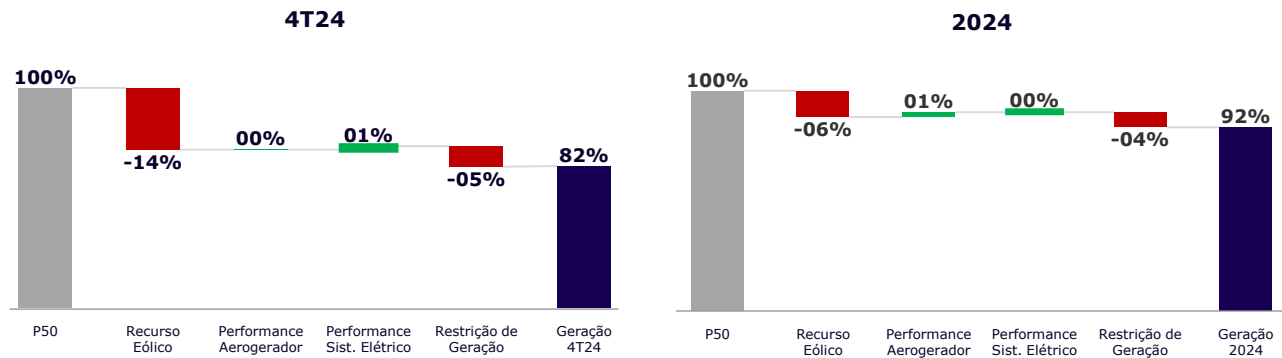


| Tabela 10 | Produção dos Complexos Eólicos e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexo Eólico	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)						% de Referência				
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4T24	P50 4T24	P90 2024	P50 2024	
Ventos do Araripe III	358	120,8	142,6	-15,3%	153,3	155,7	-1,5%	-16,2%	-20,8%	-5,6%	-10,8%	
Ventos do Piauí II	211	85,4	95,2	-10,3%	104	101,9	2,1%	-4,5%	-11,0%	4,2%	-2,9%	
Ventos do Araripe I	210	66,0	73,9	-10,7%	81,2	86,1	-5,7%	-12,3%	-20,0%	-3,0%	-11,5%	
Ventos do Piauí III	207	75,3	85,7	-12,1%	93,5	94,5	-1,1%	-11,0%	-17,3%	-1,9%	-8,8%	
Ventos do Piauí I	206	70,3	81,1	-13,2%	90,2	90,0	0,2%	-17,0%	-21,5%	-4,7%	-9,8%	
Caetés	182	103,9	96,6	7,6%	78,6	80,5	-2,4%	9,7%	-0,2%	-4,3%	-12,9%	
Cajuína	684	312,1	123,8	152,1%	171,8	47,4	262,4%	-10,1%	-21,6%	-39,9%	-47,6%	
Ventus	187	46,4	49,8	-6,8%	33,7	39,9	-15,5%	-17,2%	-25,0%	-25,1%	-32,1%	
Salinas	50	20,9	21,8	-4,00%	14,2	17,0	-16,30%	-9,90%	-17,20%	-23,20%	-29,4%	
Alto Sertão II	386	122,4	143,6	-14,7%	142,7	164,3	-13,2%	-17,2%	-22,9%	-10,2%	-16,4%	
Tucano	322	140,8	84,6	66,4%	116,2	65,7	76,9%	-10,6%	-17,2%	-12,1%	-18,6%	
Mandacaru	108	45,1	50,4	-10,6%	32,0	34,0	-5,9%	3,5%	-10,0%	-0,1%	-13,1%	
Cassino	64	24,9	24,8	0,10%	23,5	20,7	13,60%	14,40%	4,20%	16,40%	6,0%	
Total	3.176	1.234,4	1.073,9	14,9%	1.134,7	997,6	13,7%	-9,9%	-17,9%	-13,4%	-20,7%	

Conforme gráfico 11, avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos dos projetos, o desempenho da geração eólica nos ativos que compunham o portfólio da Auren antes da aquisição da AES foi impactado pelo menor recurso eólico e restrição de geração no 4T24 (principalmente em outubro) e no ano. O trimestre encerrou com uma produção 18,0 p.p. inferior à geração esperada com base no P50, sendo 14,2 p.p. explicado pelo recurso eólico e 4,7 p.p. devido ao *curtailment* compensados pela performance positiva de 0,8 p.p. referente ao sistema elétrico dos parques.

| Gráfico 11 | Desempenho da Geração Eólica dos Ativos Auren no 4T24 e 2024 (P50 em base 100)



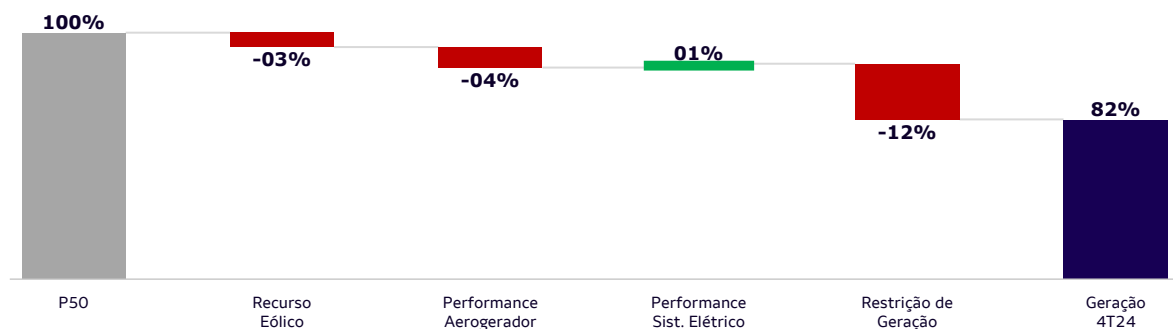
Para os ativos eólicos incorporados (oriundos da AES Brasil), a produção verificada no 4T24 ficou em 82,1% do valor esperado e em linha com o valor observado para o conjunto dos ativos que compunham o portfólio da Auren antes da transação. No entanto, as variáveis que levaram ao desempenho abaixo do esperado distinguem-se daquelas que explicam o resultado dos ativos da Auren. Os ativos incorporados sofreram impacto negativo de performance dos aerogeradores, enquanto, nos ativos Auren, a performance dos aerogeradores ficou acima do esperado. Por outro lado, o impacto do recurso eólico nos ativos incorporados foi menos importante que o observado nos ativos Auren, pois estes estão distribuídos geograficamente em vários Estados, enquanto os ativos Auren estão concentrados em um único *cluster* instalado no sul do Piauí.

Em resumo, o *curtailment* foi a principal causa da frustração da produção, tanto no trimestre quanto no ano, seguida pela performance de ativos que concluíram recentemente a entrada em operação comercial, especificamente, Tucano (-14%) e Cajuína (-6%) e parcialmente compensados pelos bons resultados dos parques Ventus (+9%) e Mandacaru (+2%).

É importante reforçar que a gestão Auren está focada na recuperação do desempenho de seus novos ativos recém incorporados através de seu plano de otimização da performance dos parques eólicos.

Maiores detalhes deste plano estão descritos na [Seção 4](#) deste material.

| Gráfico 12 | Desempenho da Geração Eólica no 4T24 dos Ativos incorporados com a aquisição da AES Brasil (P50 em base 100)



Em relação ao resultado consolidado, os cortes de geração no quarto trimestre de 2024 totalizaram 143,7 MW médios, representando 10,4% da geração potencial⁽¹⁾ do período, significativamente menores em comparação com o terceiro trimestre, que totalizou 14,1%⁽¹⁾. Essa dinâmica deve-se principalmente à entrada em operação da linha de transmissão Pacatuba localizada na região Nordeste entre Ceará e Rio Grande do Norte, às mudanças metodológicas para distribuição dos cortes de geração entre os agentes implementadas pelo ONS em setembro e à característica e sazonalidade do recurso eólico nos períodos. A partir de 17 de setembro de 2024, o ONS implementou uma nova metodologia para restrição de geração, adotando uma abordagem mais ampla, que prioriza áreas com maior sobrecarga no sistema elétrico. Segundo o Operador, a nova metodologia aumenta a confiabilidade do SIN e permite uma distribuição mais equilibrada das restrições de geração, evitando

⁽¹⁾ Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de *curtailment* no portfólio eólico.

que sejam concentradas em um grupo específico de geradores ou em determinadas regiões. Essas mudanças, aliadas à entrada em operação da linha de transmissão Pacatuba e às características sazonais do recurso eólico, contribuíram para a redução da profundidade dos cortes de geração observados nos ativos oriundos do AES no quarto trimestre de 2024 em relação ao observado no terceiro trimestre.

Solar

Com a aquisição da AES Brasil, o portfólio de geração fotovoltaica da Auren apresentou um incremento de 328 MWac aos 548 MWac de capacidade instalada já presentes antes da Transação, totalizando uma capacidade de 876 MWac.

| Tabela 11 | Características Técnicas dos Complexos Solares

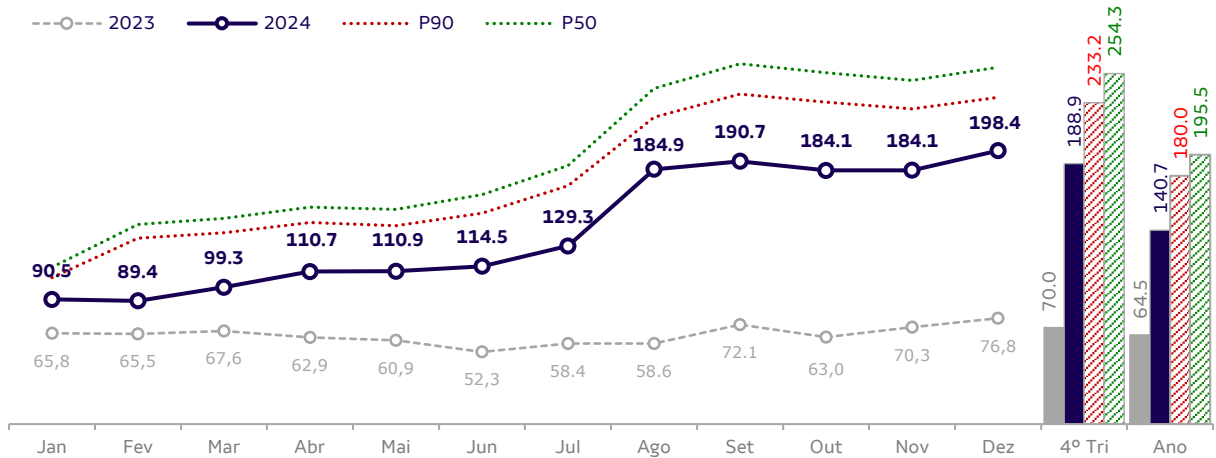
Estado	Complexos Solares	Cap. Instalada (MWac)	Fabricante Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Modalidade de O&M
MG	Sol do Jaíba V	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Primarizada
PI	Sol do Piauí I	48	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540W 52.316 de 545W	Primarizada
SP	Guaimbê	150	Ingeteam	BYD	557.550	381.150 de 320W 176.400 de 325W	Primarizada
	Água Vermelha Solar	76	Ingeteam	Astronergy	276.520	276.520 de 340W	Primarizada
	Boa Hora	69	Huawei	Astronergy	246.240	99.360 de 330W 146.880 de 335W	Primarizada
	Água Vermelha VII	33	Sungrow	JA Solar	73.660	5.568 de 540W 68.092 de 545W	Primarizada
Total		876	-	-	2.218.220	-	-

Com uma capacidade instalada total de 876,4 MWac, após a conclusão da entrada em operação de Sol do Jaíba (500,0 MWac) e a integração dos ativos adquiridos da AES Brasil (Guaimbê, Água Vermelha e Boa hora), a companhia se aproxima do que entendemos como portfólio ótimo para fonte solar. Esses parques são importantes para a matriz energética da companhia, dada a estabilidade e a previsibilidade do recurso solar e sua complementariedade com as demais fontes.

A produção de energia dos ativos solares Auren atingiu 188,9 MW médios no 4T24, 169,7% superior ao 4T23 (70,0 MW médios), devido à conclusão da entrada em operação comercial dos projetos Sol de Jaíba e Água Vermelha VII. Com relação à geração esperada para o P90, a produção foi inferior em 19,0% e, em relação à expectativa de geração média (P50), foi inferior em 25,7%, devido, principalmente, a restrições de geração (*curtailment*).

No ano, a produção de energia dos ativos solar fotovoltaicos atingiu 140,7 MW médios, 118,1% superior a 2023 (64,5 MW médios), devido principalmente às entradas de operação definitiva dos novos parques. Com relação à geração esperada para P90, a produção foi inferior em 21,8%, enquanto foi inferior em 28,0% em relação à geração média (P50), principalmente refletindo as restrições de geração e o período de *ramp-up* do projeto de Sol do Jaíba.

| Gráfico 13 | Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



| Tabela 12 | Produção dos Complexos Solares e Performance da Produção em Relação à Certificação

Complexos Solares	Cap. Instalada (MW)	Geração (MWm)						% de Referência			
		4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4T24	P50 4T23	P90 2024	P50 2023
Sol do Jaíba	500	116,4	-	-	68	-	-	-18,7	-26,9	-29,5	-36,7
Guaimbê	150	25,0	33,0	-24,2%	28,4	30,7	-7,5%	-21,2	-23,4	-4,9	-7,6
Água Vermelha Solar	76	14,9	19,4	-22,9%	15,6	17,6	-11,7%	-20,8	-24,8	-10,6	-15,1
Boa Hora	69	14,4	17,7	-18,5%	15	16,2	-7,3%	-16,7	-20,8	-5,7	-10,4
Sol do Piauí I	48	12,0	-	-	10,4	-	-	-6,7	-15,5	-8,7	-17,3
Água Vermelha VII	33	6,2	-	-	3,4	-	-	-35	-39,8	-62,7	-55,0
Total	876	188,9	70,0	169,7%	140,7	64,5	118,1%	-19,0	-25,7	-21,8	-28,0
Subtotal⁽¹⁾	295	6,2	54,3	70,1	59	64,5	-8,5%	-20,0	-23,2	-14,0	-17,4

O *curtailment* teve um impacto significativo na geração de energia tanto no quarto trimestre de 2024 quanto no ano como um todo. No quarto trimestre, o *curtailment* resultou em uma redução de 47,4 MW médios na geração. Caso as restrições de geração não tivessem ocorrido, a geração teria atingido 92,9% da P50 e 101,3% da P90. Para o ano de 2024, o *curtailment* impactou em 30,9 MW médios. Sem essas restrições, a geração teria alcançado 87,8% da P50 e 95,3% da P90.

⁽¹⁾ Subtotal referente apenas a Guaimbê, Água Vermelha e Boa Hora, que possui bases comparáveis no 4T24 vs 4T23. Os demais complexos não estavam 100% operacionais nos períodos analisados.

Curtailment

No ano de 2024, o impacto combinado da restrição de geração nos ativos eólicos e solar fotovoltaicos foi de 203 MW médios. Parte relevante do *curtailment* do período ocorreu em função do atraso da entrada em operação comercial da linha de transmissão de Pacatuba – Jaguaruana II, localizada entre os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, que iniciou sua operação em 15 de outubro de 2024. Outro fator que impactou o efeito das restrições no SIN foi o aumento do despacho de termelétricas.

Por outro lado, o atual portfólio diversificado da Companhia apresentou ganhos importantes no que tange o perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD). Como já mencionado na seção 1, os três primeiros trimestres de 2024 foram marcados por um cenário hidrológico bastante recessivo. Dada essa conjuntura e o aumento de fontes intermitentes na matriz energética brasileira, o PLD apresentou, entre o final de junho e o início de dezembro de 2024, um comportamento bastante volátil em resposta a este cenário, mesmo em um sistema estruturalmente sobre ofertado, como demonstrado mais especificamente no Gráfico 5.

Em virtude de possuir um portfólio com capacidade instalada balanceada - com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica-, a Auren aferiu resultados bastante positivos quando seu perfil de geração é marcado ao preço de curto prazo, principalmente, no quarto trimestre de 2024. Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia tem perfil constante (flat), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo, e uma parcela maior da geração é liquidada nos momentos de maior preço. Com base nos dados de geração e preço horário do ano de 2024, a modulação dos ativos que possuem contratos no ACL trouxe um ganho de aproximadamente R\$ 58 milhões para a Auren.

No ano, considerando os critérios do ONS, o impacto do *curtailment* em todos os ativos do portfólio combinado em termos financeiros foi de R\$ 202 milhões. Desse montante, R\$ 22 milhões são relativos aos cortes em função da indisponibilidade externa (REL), sujeitos a ressarcimentos. Desconsiderando os efeitos passíveis de ressarcimento, os ganhos obtidos pela Companhia com modulação conforme mencionado acima ajudaram a companhia a mitigar parte do efeito do *curtailment*, resultando em um impacto líquido de R\$ 122 milhões.

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

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

| Tabela 13 | Resultados do Período

R\$ Milhões, Proforma	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Receita Líquida	1.795,5	1.535,1	17,0%	6.088,6	5.515,5	10,4%
Custo com Compra de Energia	(550,5)	(217,7)	152,9%	(1.393,6)	(780,4)	78,6%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,1)	(159,8)	11,5%	(695,4)	(613,2)	13,4%
Margem Líquida	1.066,9	1.157,5	-7,8%	3.999,7	4.121,9	-3,0%
<i>Margem Líquida</i>	<i>59,4%</i>	<i>75,4%</i>	<i>-16,0 p.p.</i>	<i>65,7%</i>	<i>74,7%</i>	<i>-9,0 p.p.</i>
PMSO	(266,7)	(281,1)	-5,1%	(1.083,6)	(1.006,9)	7,6%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	1.510,8	(10,7)	n.a.	1.644,2	126,6	n.a.
EBITDA	2.311,0	865,7	167,0%	4.561,0	3.241,6	40,7%
Reversão de <i>impairment</i> e ativos imobilizados	(1.500,1)	-	n.a.	(1.500,1)	-	n.a.
Dividendos Recebidos	93,1	137,4	-32,3%	230,9	229,6	0,6%
Constituição/reversão de provisão para litígios e baixas de depósitos judiciais	9,7	3,7	165,1%	(122,5)	(155,0)	-21,0%
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	40,4	-	n.a.	47,3	-	n.a.
Outros Ajustes	-	12,3	n.a.	21,8	30,6	-28,8%
EBITDA Ajustado	954,1	1.019,1	-6,4%	3.238,3	3.346,8	-3,2%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>53,1%</i>	<i>66,4%</i>	<i>-13,2 p.p.</i>	<i>53,2%</i>	<i>60,7%</i>	<i>-7,5 p.p.</i>

O **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 954,1 milhões no 4T24, R\$ 65,0 milhões (6,4%) inferior se comparado ao 4T23. No ano, o EBITDA Ajustado foi de R\$ 3.238,3 milhões, R\$ 108,5 milhões (3,2%) abaixo do registrado em 2023. As variações de ambos os períodos refletem principalmente:

- Receita Líquida:** incremento de R\$ 260,4 milhões (17,0%) no trimestre e R\$ 573,1 milhões (10,4%) no ano em função do aumento do volume de energia vendida, reflexo principalmente (i) da entrada em operação faseada aliada ao incremento da disponibilidade nos complexos eólicos Tucano e Cajuína, com impacto de R\$ 102,7 milhões no trimestre (R\$ 305,6 milhões no ano); (ii) do início da operação da usina solar Jaíba, com impacto de R\$ 67,4 milhões no 4T24 (R\$ 142,3 milhões em 2024); e (iii) ganhos com modulação, além de outros impactos positivos na receita. O crescimento da receita foi parcialmente compensado pelo encerramento de contratos de longo prazo e pela dedução do *curtailment* nos contratos do ACR.
- Custo com Compra de Energia:** aumento de R\$ 332,8 milhões no trimestre e R\$ 613,2 milhões no ano. Grande parte do aumento do custo é explicado pelo fato da Auren Participações (antiga AES Operações) atuar como comercializadora da AES Brasil, comprando energia para suprir os contratos de venda de energia nos ativos eólicos em entrada de operação comercial ao longo do ano, como por exemplo os PPAs da Microsoft, Unipar e BRF em Tucano e Cajuína. Combinado a isso, o aumento do custo de energia em 2024 também ocorreu em função de novos contratos para equilibrar o balanço energético da Companhia, impactado principalmente pela exposição ao MRE e pela menor geração dos parques eólicos com energia comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) em decorrência do cenário de velocidade dos ventos abaixo da média e maior incidência de *curtailment*.
- Margem Líquida:** redução de R\$ 90,6 milhões no trimestre (R\$ 122,2 milhões no ano), reflexo dos fatores explicados acima. É importante ressaltar que o portfólio diversificado de geração de energia é uma estratégia fundamental para mitigar os impactos do *curtailment* que, totalizaram R\$ 65,6 milhões no 4T24 (R\$ 202,1 milhões em 2024). No trimestre, a Companhia gerou R\$ 38,8 milhões em ganhos líquidos de modulação de energia proporcionados pela composição do portfólio (R\$ 58,0 milhões no ano) que compensaram parcialmente os efeitos decorrentes de *curtailment*.
- Encargos Setoriais:** crescimento de 11,5% no 4T24 e 13,4% em 2024 em função da entrada em operação comercial dos ativos *greenfield*, aliada à incidência da inflação sobre os encargos vigentes nos parques operacionais.

- e) **PMSO:** R\$ 266,7 milhões no 4T24, redução de 5,1% em relação ao 4T23, principalmente em decorrência das sinergias capturadas no processo de integração após conclusão da aquisição da AES Brasil, conforme abordado no [Desempenho Financeiro Consolidado](#).
- f) **ORO:** Impacto positivo de R\$ 1,5 bilhão devido à reversão de *impairment*, sem impacto nos resultados consolidados. A reversão decorre da reavaliação do fluxo de caixa futuro das operações da usina de Porto Primavera incorporando projeções atualizadas, refletindo cenário mais favorável para a operação nos próximos anos. A reversão em questão não impacta o resultado consolidado da Companhia uma vez que o saldo de investimento referente à aquisição de CESP foi contabilizado a valor justo no balanço patrimonial de Auren Energia.
- g) **Dividendos:** dividendos recebidos dos ativos hidrelétricos com participações minoritária de R\$ 93,1 milhões no 4T24 e R\$ 230,9 milhões no ano. Maiores detalhes sobre estes ativos estão na seção [Participações Minoritárias da Auren](#).

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

Participações Minoritárias da Auren

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

As informações do balanço energético e informações financeiras são apresentados no nível consolidado das *holdings* CBA Energia, Pollarix e Votorantim Cimentos Pinheiro Machado. A Figura 3, exemplifica a estrutura societária dos ativos hidrelétricos para as respectivas *holdings*.

Figura 3 | Estrutura Societária das Participações Minoritárias em Hidrelétricas

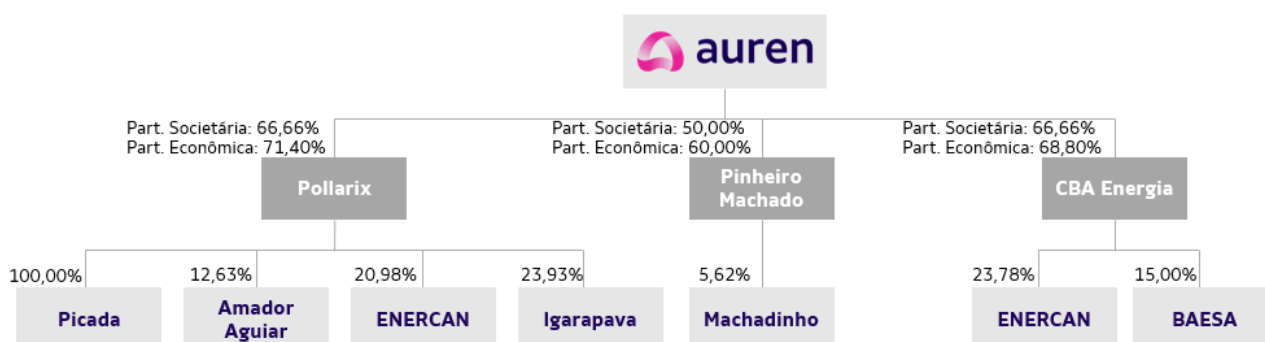


Tabela 14 | Características dos Ativos Hidrelétricos nos quais a Companhia possui Participação Minoritária

Estado	Ativo	Participação Econômica Indireta da Auren no Ativo ⁽¹⁾	Capacidade Instalada Auren no Ativo (MW) ⁽²⁾	Garantia Física Auren no Ativo (MWm) ⁽²⁾	Operador
SC	Barra Grande (BAESA)	10,3%	71,2	36,7	CPFL Energia
	Campos Novos (ENERCAN)	17,7%	155,4	67,5	CPFL Energia
	Machadinho	3,6%	40,8	19,6	Engie
MG	Amador Aguiar I e II	10,0%	45,1	27,3	CEMIG
	Igarapava	19,0%	39,9	24,2	CEMIG
	Picada	79,4%	39,7	23,5	Auren Energia
Total		-	547,5	266,3	-

O volume de compra de energia demonstrado no Balanço Energético da Tabela 15 reflete, principalmente, as compras de que as *holdings* realizam para repassar energia proveniente dos ativos para os clientes finais, além das compras para suprir exposição ao MRE.

⁽¹⁾ Considera a participação econômica direta na holding, ponderada por sua participação societária nos ativos. A abertura por ativo pode ser encontrada na Planilha Interativa, disponível no site de RI da Auren.

⁽²⁾ A capacidade instalada e a garantia física estão ponderadas pela participação econômica indireta da Auren. Esta participação é utilizada para fins de pagamentos de dividendos.

⁽³⁾ Considera a média simples das participações indiretas detidas pela Auren em Campos Novos, via CBA Energia e Pollarix. Maiores informações sobre as participações estão na Planilha Interativa, disponível no site de RI da Companhia.

| Tabela 15 | Balanço Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽⁴⁾

Volume (MW médio)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física dos ativos (a)	226	256	256	256	256	244
Compras (b)	164	163	147	117	117	105
Recurso (c) = (a) + (b)	389	419	403	373	373	348
Vendas no ACL (d)	389	381	369	369	369	344
Requisitos (e)	389	381	369	369	369	344
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	-	38,6	33,9	4,2	4,2	4,2

Nas tabelas 16 e 17, a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívida em seus respectivos balanços.

Desempenho Financeiro e Pagamento de Dividendos

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

| Tabela 16 | DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias⁽¹⁾

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	2024	2023	Var.
Volume Energia Vendida (MWm)	389	303	28,4%
Margem R\$/MWh	122	147	-16,8%
Margem Bruta	418,1	390,5	7,1%
PMSO	-21,5	-30,4	-29,2%
EBITDA Ajustado⁽²⁾	396,6	360,1	10,1%
Depreciação & Amortização	-27,2	-25,1	8,6%
Outros Resultados (incluindo MTM)	-10,1	-22,1	-54,4%
EBIT	359,3	313,0	14,8%
Resultado Financeiro	-2,6	13,9	-118,7%
LAIR	356,7	326,8	9,1%
IR/CSLL	-108,2	-121,5	-10,9%
Lucro Líquido⁽³⁾	248,5	205,4	21,0%
Dividendos Recebidos	230,9	229,6	0,6%

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

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

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

⁽⁴⁾ Notas: (i) A garantia física dos ativos líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado; (ii) As garantias físicas estão líquidas de perdas internas e da rede básica de 3%; (iii) A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF); (iv) Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado).

- a) **Volume de energia Vendida:** crescimento de 28,4% do volume de energia por conta, principalmente, do aumento da participação em Pollarix após renegociações de contratos de compra e venda de energia e redistribuição de risco relacionado ao MRE, que impactaram o volume de energia vendida, a margem bruta e ajustes de marcação a mercado. Outro fator positivo para as vendas foi a geração do período, impactada pelas chuvas na região sul.
- b) **Margem Bruta:** R\$ 418,1 milhões em 2024, aumento de 7,1% relacionados principalmente ao aumento do volume de energia vendida, explicado acima, e parcialmente compensados por menores margens contratuais (R\$/MWh) dada as renegociações citadas.
- c) **PMSO:** redução de R\$ 8,9 milhões (ou 29,2%) na linha de PMSO em 2024, explicada majoritariamente pelo fim dos serviços de manutenção do túnel da usina hidrelétrica de Picada em 2023.
- d) **Dividendos Recebidos:** o recebimento de dividendos totalizou R\$ 230,9 milhões no ano de 2024 (R\$ 93,1 milhões no 4T24). A partir de 2025 os pagamentos de dividendos serão apurados trimestralmente e pagos no trimestre subsequente a referida apuração considerando a disponibilidade de caixa dos ativos, trazendo maior estabilidade ao longo do ano e maior previsibilidade para a Companhia.

| Tabela 17 | Uso do bem Público e Capex Sustaining dos Ativos com Participações Minoritárias

Custos e Despesas (R\$ MM)	2024	2023
Uso do Bem Público (UBP)	16,2	11,3
Capex Sustaining	3,8	2,9

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

Comercialização

A Auren é atualmente a maior comercializadora de energia do país, provendo à Companhia (i) uma carteira de clientes diversificada, que otimiza a relação entre os perfis de consumo e geração; (ii) capacidade de alocação ótima da energia descontratada de forma ágil e em prazos relativamente curtos; (iii) suporte para a viabilização para projetos *greenfield* através da venda de energia em contrato de médio e longo prazos; e (iv) redução de risco do portfólio de geração, dando suporte à estratégia e alocação de energia para hedges para GSF e *curtailment*.

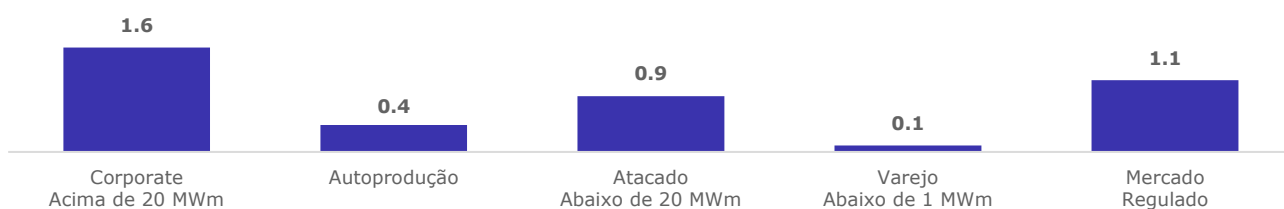
O ano de 2024 foi mais um período de destaque para a Auren no mercado livre de energia, não somente com a liderança na comercialização de energia no país, como sua presença crescente nos segmentos atacadista e varejista de energia.

A Auren encerrou o ano com mais de 3.400 clientes, em seus diferentes segmentos de mercado. No segmento *corporate*, voltado para grandes clientes que consomem mais de 20 MW médios de energia, a Auren é líder com um *market share* estimado de 13% de toda a energia comercializada para esse segmento. Nesse segmento, a Companhia tem uma equipe dedicada para o oferecimento de soluções energéticas a sua base de clientes. Adicionalmente, neste segmento os data centers aumentaram sua relevância e, atualmente, a Auren possui mais de 200 MW médios comercializados em contratos de longo prazo com empresas desse setor.

No mercado atacadista, voltado para clientes que consomem entre 1 e 20 MW médios, a Auren também possui a liderança com 8% de *market share*. No segmento varejista, a Auren tem 7% de *market share* e está entre as três maiores comercializadoras varejistas do país.

A Companhia tem apostado em uma estratégia focada em parcerias estratégicas, digitalização e excelência no atendimento ao cliente. Por meio da GUD Energia, criada em parceria com a Vivo, além de gestoras e importantes parceiros regionais, a empresa busca maior eficiência na captação e na experiência proporcionada aos clientes. Esse foco estratégico reflete o compromisso da Auren com o crescimento sustentável e a geração de valor também no mercado varejista.

| Gráfico 14 | Volume de Energia Comercializado⁽¹⁾ Para Consumidores Finais em 2024 (GW médios)



Os contratos de energia da companhia são, majoritariamente, corrigidos anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o que torna o portfólio de geração da companhia resiliente em um cenário macroeconômico mais volátil.

Balanco Energético do Segmento de Comercialização

A tabela 18 apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2024 e 2025. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (antiga AES Comercializadora), Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

A Auren finalizou 2024 com 6.209 MW médios de energia vendida tanto para clientes consumidores finais como para demais contrapartes, consolidando sua posição de liderança no segmento de comercialização de energia. Esse volume é 17% superior ao volume de energia comercializado pelo segundo colocado no *ranking* de comercialização de energia.

Apesar da visão construtiva da Companhia para médio prazo, dado que o custo marginal de expansão para projetos eólicos e solares apontam para preços acima dos observados no mercado atualmente, a Comercializadora mantém uma posição vendida para o período de 2025 a 2028, fundamentada em dois principais fatores: (i) a oportunidade de venda de energia no submercado Nordeste por meio do leilão regulado A-1 realizado em dezembro/2024, mitigando o risco de exposição a deslocamentos de preço entre submercados; e (ii) a antecipação de um cenário de inflação elevada, permitindo a maximização do valor futuro do portfólio de vendas.

⁽¹⁾ Saldos consideram *intercompanies*, conforme movimentações contabilizadas na CCEE. Considera apenas compras e vendas de ativos próprios. Considera o contrato formalizado através do 3º LEE A-1/2024.

| Tabela 18 | Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MWm)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Compras (A)	6.209	4.265	2.927	1.793	1.238	529
Vendas⁽¹⁾ (B)	6.209	4.388	3.129	1.890	1.383	528
Balanço Comercialização (A - B)	0	-123	-202	-97	-145	1
Margem Contratual⁽²⁾ (R\$/MWh)	5,5	13	-	-	-	-
Balanço Consolidado Auren⁽³⁾	63	221	302	819	955	1.644

Parte substancial do total de energia vendida em 2024 é composta por operações de *trading* de curto prazo, cujas margens são sensivelmente menores se comparadas às vendas para clientes finais. Considerando que o volume de *trading* de curto prazo é realizado majoritariamente em operações dentro do ano calendário, e que a data base do Balanço Energético acima é dezembro de 2024, não há montante significativo dessas operações nos demais períodos, o que explica um volume de energia comercializada menor de 2025 em diante.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

| Tabela 19 | Resultados do Período

R\$ Milhões, Proforma	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Receita Líquida	2.602,9	1.416,6	83,7%	7.079,8	4.908,3	44,2%
Custo com Energia	(2.599,2)	(1.334,1)	94,8%	(6.780,5)	(4.529,4)	49,7%
Margem Líquida	3,7	82,5	-95,6%	299,3	378,9	-21,0%
<i>Margem Líquida</i>	<i>0,1%</i>	<i>5,8%</i>	<i>-5,7 p.p.</i>	<i>4,2%</i>	<i>7,7%</i>	<i>-3,5 p.p.</i>
PMSO	(33,7)	(22,6)	49,1%	(103,9)	(85,7)	21,4%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(86,5)	(22,6)	248,6%	(61,1)	(144,5)	71,5%
EBITDA	(116,5)	35,1	n.a.	134,2	148,7	-9,7%
Marcação a mercado de Contratos Futuros de Energia	85,0	16,2	424,3%	66,9	146,1	-54,2%
Outros Ajustes	0,3	0,2	23,1%	1,0	0,3	195,6%
EBITDA Ajustado	(31,3)	51,5	n.a.	202,1	295,1	-31,5%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>-</i>	<i>3,6%</i>	<i>n.a.</i>	<i>2,9%</i>	<i>6,0%</i>	<i>-3,1 p.p.</i>

O **EBITDA Ajustado** foi negativo em R\$ 31,3 milhões no 4T24 ante R\$ 51,5 milhões positivo registrado no 4T23.

- a) Margem Líquida:** totalizou R\$ 3,7 milhões no 4T24, comparada a R\$ 82,5 milhões no mesmo período do ano anterior. Tal variação é, majoritariamente, explicada por efeito pontual de ajuste de exposição às comercializadoras inadimplentes de R\$ 49,3 milhões no 4T24.

Vale ressaltar que, nos parâmetros de riscos da Auren Comercializadora, tais impactos de inadimplência seriam substancialmente menores quando comparados aos impactos das empresas combinadas após a aquisição da AES Brasil e Esfera (Auren Participações e Esfera Comercializadora) que possuíam uma exposição proporcionalmente maior às contrapartes inadimplentes.

No ano, mesmo num cenário de volatilidade de preços, que impactou diversos agentes de mercado e resultou em inadimplências e baixa liquidez no 4T24, a robustez do segmento de comercialização da Auren, que encerra o período como maior do país, garantiu à Companhia um EBITDA Ajustado de R\$ 202,1 milhões. Além do resultado no ano, a Auren Comercializadora agregou outros R\$ 301,7 milhões de margens adicionais para períodos futuros registrados na marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia.

- b) PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram

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

⁽²⁾ A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição. Data-base dos preços: 01 de dezembro de 2024.

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

R\$ 33,7 milhões no 4T24 e R\$ 103,9 milhões em 2024, ante R\$ 22,6 milhões no 4T23 e R\$ 85,7 milhões em 2023. As variações refletem majoritariamente a adição de Esfera Comercializadora, que passou a ser consolidada a partir de setembro de 2024, após a conclusão de sua aquisição. Em bases comparáveis, o PMSO do segmento se manteve estável entre períodos.

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

3. Desempenho Financeiro Consolidado

Demonstração de Resultados Proforma

A seção de Desempenho Financeiro deste documento apresenta uma análise dos principais componentes do resultado da Companhia. Com a conclusão da aquisição da AES Brasil Energia S.A. em 31 de outubro de 2024, os números relativos aos anos de 2023 e 2024 são apresentados em uma visão proforma, considerando as operações combinadas de ambas as empresas desde 01/01/2023 para fins comparativos.

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de geração e comercialização, o segmento *holding & pipeline* e eliminações. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia – participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "[Participações Minoritárias da Auren](#)", além de 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA⁽¹⁾ de R\$ 11,7 milhões no 4T24 e R\$ 35,8 milhões em 2024. Para maiores informações, vide Nota Explicativa 11 das Demonstrações Financeiras 2024.

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

| Tabela 20 | Resultados do Período

R\$ Milhões, Proforma	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Receita Líquida	3.598,9	2.666,1	35,0%	11.250,8	9.557,4	17,7%
Custo com Compra de Energia	(2.349,8)	(1.265,6)	87,6%	(6.254,7)	(4.438,1)	40,9%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(178,6)	(160,7)	11,2%	(705,1)	(614,4)	14,8%
Margem Líquida	1.070,5	1.239,8	-13,7%	4.291,0	4.504,9	-4,7%
<i>Margem Líquida</i>	29,7%	46,5%	-16,8 p.p.	38,1%	47,1%	-9,0 p.p.
Custos e Despesas (PMSO)	(370,5)	(358,4)	3,4%	(1.352,6)	(1.256,4)	7,7%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(310,7)	47,7	n.a.	164,1	116,0	41,5%
EBITDA	389,3	929,1	-58,1%	3.102,5	3.364,4	-7,8%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	321,2	(63,6)	n.a.	(13,1)	13,4	n.a.
Dividendos Recebidos	93,1	137,4	-32,3%	230,9	229,6	0,6%
Itens Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento	79,6	-	n.a.	92,9	-	n.a.
Provisão/Reversão para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	9,9	3,9	151,2%	(121,9)	(154,6)	-21,2%
Demais Ajustes	(3,2)	12,3	n.a.	18,6	30,6	-39,4%
EBITDA Ajustado	889,8	1.019,2	-12,7%	3.309,9	3.483,4	-5,0%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	24,7%	38,2%	-13,5 p.p.	29,4%	36,4%	-7,0 p.p.
Depreciação e Amortização	(256,9)	(347,5)	-26,1%	(1.371,5)	(1.332,1)	3,0%
Equivalência Patrimonial	(12,6)	12,3	n.a.	156,1	82,1	90,0%
Resultado Financeiro Líquido	(547,3)	(269,1)	103,4%	(1.638,5)	(870,2)	88,3%
LAIR	(427,5)	324,7	n.a.	248,5	1.244,3	-80,0%
Impostos (IR/CSLL)	64,0	(104,5)	n.a.	(281,2)	(1.228,6)	-77,1%
Resultado Líquido	(363,5)	220,2	n.a.	(32,6)	15,6	n.a.

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

Margem Líquida

A Margem Líquida (resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais) totalizou R\$ 1.070,5 milhões no 4T24, redução de 13,7% na comparação com o 4T23 (R\$ 1.239,8 milhões). No ano, a Companhia registrou uma Margem Líquida de R\$ 4.291,0 milhões, 4,7% inferior ao registrado em 2023 (R\$ 4.504,9 milhões).

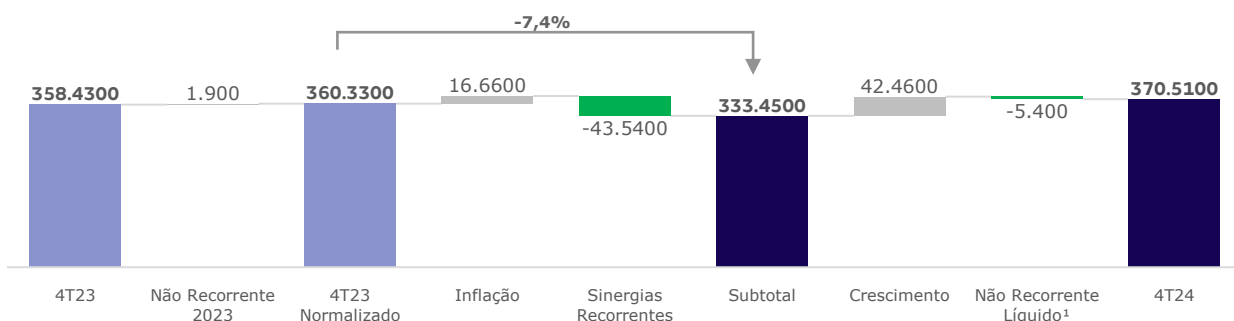
Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

- a) **Receita Líquida:** crescimento de 35,0% na comparação entre trimestres e 17,7% no ano, principalmente devido ao aumento do volume de energia comercializada e à entrada em operação do Complexo Solar Jaíba, além dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.
- b) **Custo com Compra de Energia:** incremento de 85,7% no trimestre e 40,9% no ano, reflexo principalmente do aumento do volume transacionado na comercializadora, aliado a novos contratos para equalizar o balanço energético da Companhia em função da frustração de geração no período.
- c) **Encargos Setoriais:** aumento de 11,2% no 4T24 e 14,8% em 2024, principalmente em função da entrada em operação comercial dos ativos *greenfield*, aliado à incidência da inflação sobre os encargos para os parques operacionais.

Custos e Despesas (PMSO)

Os custos e despesas operacionais e despesas gerais e administrativas (PMSO), em bases comparáveis (excluindo crescimento orgânico e aquisição da Esfera) apresentou uma redução de 7,4% quando comparado 4T24 com 4T23, ressaltando o compromisso da Administração da Companhia com eficiência e captura de valor a partir de iniciativas que já geraram R\$ 43,5 milhões de sinergias recorrentes em novembro e dezembro, equivalentes a economias superiores a R\$ 250 milhões em um ano completo. Como já comentado anteriormente, a conclusão da Transação gerou, no 4T24, gastos não recorrentes de R\$ 79,6 milhões, que foram mais que compensados por iniciativas não recorrentes de eficiência da ordem de R\$ 85,0 milhões. Para maiores detalhes, visite o capítulo [Aquisição da AES Brasil – Sinergias](#).

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



O PMSO totalizou R\$ 370,5 milhões no 4T24 e R\$ 1.352,6 milhões no ano. A evolução entre períodos é explicada por:

- a) **Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 136,4 milhões no 4T24 e R\$ 491,8 milhões em 2024, incremento de 13,0% e 5,2% na comparação com os mesmos períodos de 2023, respectivamente. A variação de R\$ 15,7 milhões no trimestre e R\$ 24,4 milhões no ano decorre, principalmente, das despesas não recorrentes relacionadas ao custo de ajuste de quadro de funcionários com a aquisição da AES Brasil (R\$ 41 milhões), visando a otimização da estrutura organizacional, além de custos associados à Esfera. Se excluirmos as despesas não recorrentes de R\$ 41 milhões no 4T24, os custos e despesas com pessoal representariam uma redução relevante de 21% no 4º trimestre.
- b) **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** R\$ 181,8 milhões no 4T24, 8,4% inferior ao 4T23 (R\$ 198,5 milhões), principalmente em decorrência de reduções relevantes em Tecnologia da Informação (TI) a partir da conclusão da Transação, além de menores despesas com consultoria e renegociações de contratos de manutenção e engenharia.

⁽¹⁾ Considera o saldo entre R\$ 79,6 milhões em despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, fees, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros), e R\$ 85,0 milhões relativos a outras economias não recorrentes registradas no trimestre (menor provisão de RV/ILP, reembolso de despesas, postergações de gastos com O&M e engenharia e descasamentos temporais de outras despesas).

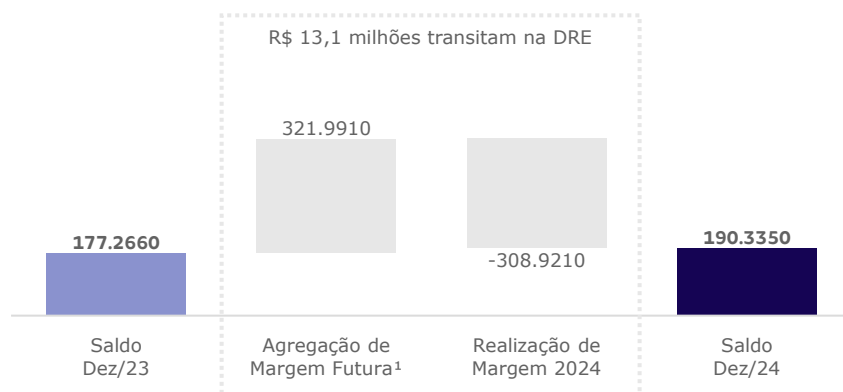
No ano, os custos e despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 680,3 milhões, 3,7% acima do registrado em 2023 (R\$ 656,2 milhões), em função da manutenção bianual das eclusas e do processo de recuperação da disponibilidade dos ativos eólicos operacionais da Auren Operações (antiga AES Operações).

- c) Outros (O):** R\$ 52,3 milhões no 4T24 e R\$ 180,5 milhões em 2024, crescimento de 33,3% no trimestre e 35,9% no ano se comparado ao registrado no 4T23 (R\$ 39,2 milhões) e em 2023 (R\$ 132,8 milhões). A variação anual é explicada majoritariamente pelo crescimento das despesas com seguros, que tiveram duas movimentações importantes: (i) em abril de 2024, ainda sob gestão da AES, as apólices de seguros foram renovadas, passando a incluir os ativos cujas operações comerciais foram iniciadas ao longo do ano (Tucano e Cajuína) e tais movimentos geraram aumento de despesas com seguros quando comparadas à 2023; (ii) os impactos explicados anteriormente foram parcialmente mitigados uma vez que no quarto trimestre de 2024, dada a conclusão da Transação, a Auren contratou novas apólices para todo o parque proveniente da AES Brasil, com custo anual mais baixo do que era praticado anteriormente. Além dessa sinergia, houve recebimento extraordinário de compensação das apólices antigas, dado que não foram incorridos 12 meses de suas respectivas contratações.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) totalizou uma despesa de R\$ 310,7 milhões 4T24 ante uma receita de R\$ 47,7 milhões no 4T23. A variação é explicada principalmente pela marcação a mercado dos contratos futuros de energia. No ano, a Companhia registrou uma receita de R\$ 164,1 milhões, 41,5% superior à receita registrada em 2023 (R\$ 116,0 milhões), também explicada pelo efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia. No Gráfico 16, é demonstrada a variação do saldo societário da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, ficando evidente a agregação de valor relevante no período, que adicionou R\$ 322,0 milhões referentes à marcação a mercado de volumes de energia para entrega futura negociados ao longo de 2024, além da realização de ganhos no valor de R\$ 308,9 milhões de posições construídas em períodos anteriores.

| Gráfico 16 | Evolução do Saldo Societário de Marcação a Mercado ao Longo de 2024 (R\$ milhões)



EBITDA Ajustado

| Tabela 21 | Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
EBITDA	389,3	929,1	-58,1%	3.102,5	3.364,4	-7,8%
Itens Não Recorrentes Relacionados à Aquisição da AES Brasil	79,6	-	n.a.	92,9	-	n.a.
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	321,2	(63,6)	n.a.	(13,1)	13,4	n.a.
Outros Ajustes	99,7	153,6	-35,1%	127,6	105,6	10,8%%
EBITDA Ajustado	889,8	1.019,2	-12,7%	3.309,9	3.483,4	-5,0%
<i>EBITDA Ajustado</i>	<i>24,7%</i>	<i>38,2%</i>	<i>-13,5 p.p.</i>	<i>29,4%</i>	<i>36,4%</i>	<i>-7,0 p.p.</i>

No 4T24, as despesas não recorrentes relacionadas à Aquisição da AES Brasil totalizaram R\$ 79,6 milhões. Desse montante, R\$ 41 milhões são gastos com desmobilização de pessoal, R\$ 24 milhões são referentes a comissão de assessores financeiros, jurídicos e consultorias que atuaram com a Auren Energia na transação e R\$ 13 milhões são gastos com a integração das companhias. No ano de 2024, as despesas não recorrentes totalizaram R\$ 92,9 milhões, principalmente

⁽¹⁾ Agregação de margem futura a partir de 2025.

pelos itens relacionados a transação, já explicados no 4T24, além de manutenção da eclusa da usina hidrelétrica de Barra Bonita.

No 4T24, a linha de Outros Ajustes totalizou R\$ 99,7 milhões, uma redução de 35% com relação ao mesmo período no ano anterior. Os dividendos recebidos das participações minoritárias da Auren no 4T24 foi de R\$ 93 milhões e representou uma redução de R\$ 44 milhões referente ao mesmo trimestre no ano anterior. No ano, a linha de Outros Ajustes apresentou um aumento de 10,8% com relação ao ano anterior em função da variação de reversão de provisão.

Resultado Financeiro

| Tabela 22 | Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
Receitas Financeiras	313,4	221,5	41,5%	954,2	1.426,1	-33,1%
Despesas Financeiras	(860,7)	(490,6)	75,4%	(2.592,7)	(2.296,4)	12,9%
Resultado Financeiro Líquido	(547,3)	(269,1)	103,4%	(1.638,5)	(870,3)	88,3%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 547,3 milhões no 4T24 e R\$ 1.638,5 milhões em 2024, maiores despesas na comparação com os mesmos períodos de 2023 (R\$ 269,1 milhões no trimestre e R\$ 870,3 milhões no ano).

- a) **Receitas Financeiras:** R\$ 313,4 milhões no trimestre, 41,5% acima do registrado no 4T23 (R\$ 221,5 milhões), reflexo do aumento dos rendimentos sobre aplicações financeiras decorrente do maior saldo de caixa (R\$ 8,1 bilhões em dezembro/24 e R\$ 6,1 bilhões em dezembro/23), parcialmente mitigado pela variação do CDI (11,1% no 4T24 ante 12,2% no 4T23).

No ano, as receitas financeiras foram de R\$ 954,2 milhões, 33,1% inferior ao registrado em 2023 (R\$ 1.426,1 milhões), principalmente refletindo os efeitos relacionados à indenização da UHE Três Irmãos ocorridos no 1S23: (i) atualização monetária (R\$ 262,3 milhões); e (ii) reversão do ajuste a valor presente (R\$ 218,4 milhões). Ainda, é importante mencionar a menor dedução de PIS e COFINS no período (-R\$ 31,7 milhões em 2024 ante -R\$ 168,5 milhões em 2023), devido à tributação sobre a atualização do ganho sobre a indenização da UHE Três Irmãos registrada no ano anterior.

- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 860,7 milhões no 4T24 e R\$ 2.592,7 milhões no ano, aumento de 75,4% e 12,9% se comparado aos mesmos períodos de 2023, respectivamente (R\$ 490,6 milhões no 4T23 e R\$ 2.296,4 milhões em 2023). A maior despesa financeira decorre, principalmente:

- Encargos e Atualizações Monetárias:** crescimento em função do maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 27,0 bilhões em dezembro/24 ante R\$ 17,8 bilhões em dezembro/23).
- Juros Capitalizados:** redução nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso entre os períodos comparáveis, decorrente da conclusão da construção dos complexos eólicos e solares *greenfield*.
- Outras Despesas Financeiras:** decorrente do pagamento de *waiver fees* das debêntures no âmbito da aquisição da AES Brasil (R\$ 22,2 milhões).

Resultado Líquido

| Tabela 23 | Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
EBITDA	389,3	929,1	-58,1%	3.102,5	3.364,4	-7,8%
Depreciação/Amortização	(256,9)	(347,5)	-26,1%	(1.371,5)	(1.332,1)	2,9%
Resultado Financeiro Líquido	(547,3)	(269,1)	103,4%	(1.638,5)	(870,3)	88,3%
IR/CS	64,0	(104,5)	n.a.	(281,2)	(1.228,6)	-77,1%
Equivalência Patrimonial	(12,6)	12,3	n.a.	156,1	82,1	90,0%
Resultado Líquido	(363,5)	220,2	n.a.	(32,6)	15,6	n.a.

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 363,5 milhões no 4T24 e R\$ 32,6 milhões em 2024 (ante um lucro líquido de R\$ 220,2 milhões no 4T23 e R\$ 15,6 milhões em 2023). No ano de 2024, o Lucro Líquido Societário da

Auren (considerando apenas 2 meses de operação da Auren Participações – novembro e dezembro), foi de R\$ 271,9 milhões.

As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 389,3 milhões no 4T24 e R\$ 3.102,5 milhões em 2024, inferior em 58,1% no trimestre, principalmente por conta da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, além de despesas não recorrentes no âmbito da aquisição da AES Brasil. No ano, o EBITDA foi inferior em 7,8% comparado a 2023, totalizando R\$ 3.102,5 milhões, a variação é atribuída a maiores custos com compra de energia, principalmente em função da performance dos ativos detalhada anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** R\$ 256,9 milhões no trimestre, 26,1% inferior ao registrado no 4T23 (R\$ 347,5 milhões), reflexo da adequação da depreciação do ativo de Porto Primavera a valor justo, parcialmente compensado pela amortização de mais valias da AES Brasil e Esfera, e pelo início da operação dos complexos Cajuína, Tucano, Sol do Piauí e Sol de Jaíba. No ano, a depreciação e amortização totalizou R\$ 1.371,5 milhões, em linha com o registrado em 2023 (R\$ 1.332,1 milhões), reflexo da operação dos novos ativos parcialmente compensada pelo ajuste ocorrido no 4T24.
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** crédito de R\$ 64,0 milhões no trimestre ante uma despesa de R\$ 104,5 milhões no 4T23, reflexo da constituição de imposto diferido em função do menor resultado contabilizado antes dos impostos, com destaque para os efeitos sobre a Marcação a Mercado (MtM). No ano, o total registrado em IR/CS foi R\$ 281,2 milhões, 77,1% inferior aos R\$ 1.228,6 milhões contabilizados em 2023.
- d) **Equivalência Patrimonial:** a equivalência patrimonial foi negativa em R\$ 12,6 milhões no trimestre (ante R\$ 12,3 milhões positivos no 4T23), reflexo do menor resultado nas participações em decorrência, principalmente, da variação na marcação a mercado dos contratos futuros de energia, sem impacto caixa e nos dividendos recebidos pela Auren. No ano, a Companhia registrou R\$ 156,1 milhões, aumento de 90,0% em relação ao registrado em 2023 (R\$ 82,1 milhões).

Endividamento

No final de 2024, a Dívida Bruta totalizou R\$ 27,0 bilhões a um custo médio de CDI-0,66% a.a., crescimento de 51,9% em relação ao saldo da Dívida Bruta de 2023, principalmente explicado pelo *acquisition finance* contratado de R\$ 5,4 bilhões para fazer frente à parcela caixa da Transação, conforme apresentado nos gráficos 17 e 18. Em 31 de dezembro, o prazo médio era de aproximadamente 5,9 anos – sendo 90% da Dívida Bruta classificada no longo prazo (não-circulante).

No encerramento de 2024, a Companhia apresentou uma Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (alavancagem) de 5,7x, aumento de 2,2x comparado ao encerramento de 2023, principalmente em decorrência da aquisição da AES Brasil.

Iniciamos o ano de 2025 com 1,5 GW adicional de capacidade instalada. A geração de caixa incremental proveniente desses ativos, aliada às sinergias da aquisição da AES Brasil, serão importantes na trajetória da curva de desalavancagem da Companhia ao longo de 2025.

| Tabela 24 | Endividamento

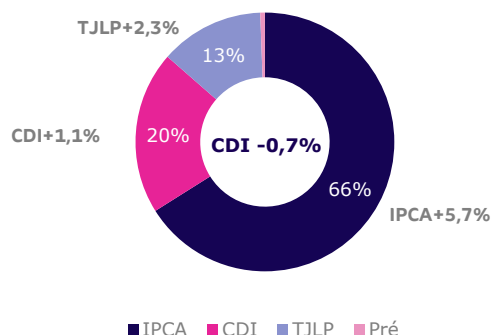
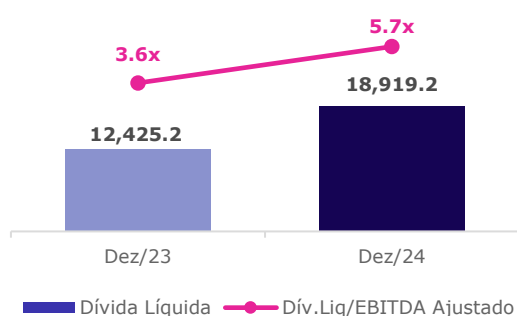
R\$ milhões	Dez/24	Dez/23	Var.	Set/24	Var.
Dívida Bruta	27.044,7	17.810,0	51,9%	20.700,6	30,6%
Instrumentos Financeiros Derivativos ⁽¹⁾	(182,6)	346,5	n.a.	12,2	n.a.
Arrendamentos	170,6	286,8	-40,5%	303,7	-43,8%
Dívida Bruta Ajustada⁽²⁾	27.032,7	18.443,3	46,6%	21.016,9	28,8%
Liquidez ⁽³⁾	8.113,5	6.018,1	34,8%	8.242,0	-1,6%
Dívida Líquida	18.919,1	12.425,2	52,3%	12.774,6	48,1%
EBITDA Ajustado	3.309,1	3.483,4	-5,0%	3.498,9	-5,4%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,7x	3,6x	+2,2x	3,7x	+2,1x

⁽¹⁾ Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

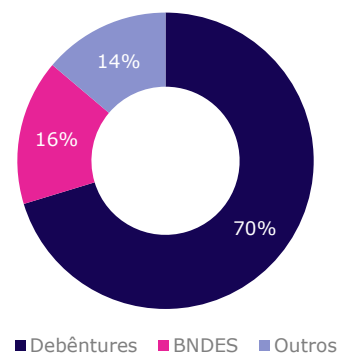
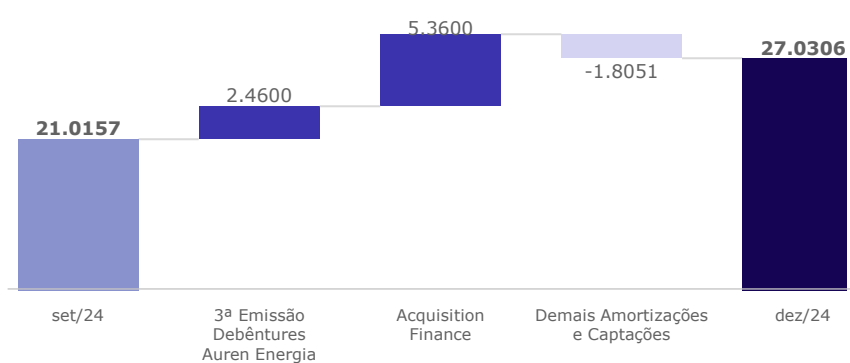
⁽²⁾ Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

⁽³⁾ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva) e cauções e depósitos vinculados.

| Gráfico 17 | Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



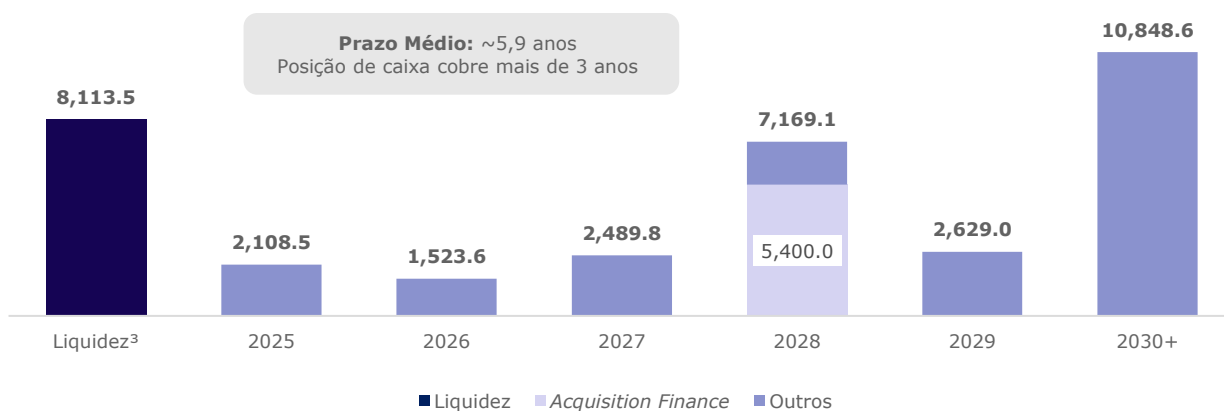
| Gráfico 18 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta



Para mais detalhes sobre as dívidas da Companhia, acesse a nossa Planilha Interativa disponível em [ri.aurenenergia](https://ri.aurenenergia.com.br).

Ao final de 2024, a Auren registrou liquidez robusta de R\$ 8,1 bilhões, o que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos 3 anos.

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



Covenants Financeiros – Auren Operações

Em dezembro de 2024, R\$ 5,7 bilhões do total da Dívida Bruta da Companhia apresentava *covenants* financeiros na subsidiária Auren Operações, sendo eles: (i) limite de até 4,5x de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA

Ajustado, que encerrou o período em 4,15x; e (ii) manutenção do Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) acima de 1,25x, que encerrou o período em 2,05x, atendendo à obrigação contratual.

Ratings

Em dezembro de 2024, a Fitch Ratings retirou a observação negativa do *rating* da Auren, incluindo suas subsidiárias, atribuída no anúncio da Transação com a AES Brasil. Na data, a agência reafirmou os *Ratings* Nacionais de Longo Prazo como "AAA(bra)". A agência também destacou uma Perspectiva Estável para todos os ratings corporativos e elevou de "AA-(bra)" para "AAA(bra)" os *ratings* de suas subsidiárias provenientes da aquisição da AES Brasil e suas emissões de debêntures: Potengi Holdings S.A., Veleiros Holdings S.A., Tucano Holding II S.A. e Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A.. No mesmo contexto, a S&P (Standard & Poor's) reafirmou os ratings de crédito da CESP, em "brAAA" na escala nacional, removendo a observação negativa.

Mesmo em um cenário de alavancagem elevada, a manutenção dos *ratings* da Auren e da CESP, bem como a elevação dos *ratings* das subsidiárias oriundas da AES Brasil refletem o impacto positivo da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e financeiro da Auren.

Fluxo de Caixa Livre

| Tabela 25 | Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ Milhões, Proforma	4T24	4T23	Var.	2024	2023	Var.
EBITDA Ajustado	889,8	1.019,2	-12,7%	3.309,9	3.483,4	-5,0%
IR/CS Caixa	(12,6)	(51,5)	-75,6%	(227,3)	(900,2)	-74,8%
Capital de Giro e Outros	94,9	(23,4)	n.a.	417,3	645,4	-35,3%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(26,6)	(97,8)	-72,8%	(274,3)	(316,3)	-13,3%
Fluxo de Caixa Operacional (FCO)	945,5	846,5	11,7%	3.225,6	2.912,3	10,8%
Serviço da Dívida	(417,6)	(266,6)	56,7%	(1.343,8)	(744,5)	80,5%
FCO após Serviço da Dívida	527,9	579,9	-9,0%	1.881,8	2.167,7	-13,2%
Índice de Conversão de Caixa	59,3%	56,9%	+2,4 p.p.	56,9%	62,2%	-5,4 p.p.
CAPEX Projetos	(277,7)	(1.056,0)	-73,7%	(798,6)	(4.808,7)	-83,4%
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	57,4	(21,6)	n.a.	12,0	(118,7)	n.a.
Captações	7.902,8	413,4	n.a.	12.099,3	2.141,9	n.a.
Amortizações	(2.050,3)	(473,9)	n.a.	(4.170,7)	(1.837,0)	n.a.
Aumento de Capital em Investidas	62,2	-	n.a.	50,9	-	n.a.
Securitização	-	-	n.a.	-	4.164,6	n.a.
Aumento de Capital Social	-	-	n.a.	-	(103,2)	n.a.
Recompra de Ações	(53,6)	-	n.a.	(53,6)	-	n.a.
Dividendos	(2,0)	(1.563,6)	n.a.	(492,0)	(3.217,3)	n.a.
Aquisição de Investimentos	-	(0,5)	n.a.	(161,4)	(150,9)	6,9%
Aquisição de Investimento - Auren Participações	(6.358,7)	-	n.a.	(6.358,7)	-	n.a.
Aquisição de Investimento - Esfera Energia ⁽¹⁾	-	-	n.a.	(61,9)	-	n.a.
Fluxo de Caixa Livre	(190,0)	(2.122,2)	-91,0%	1.947,2	(1.761,5)	-210,5%
Saldo de Caixa Inicial	7.390,5	7.375,6	0,2%	5.253,3	7.014,9	-25,1%
Saldo de Caixa Final	7.200,5	5.253,3	37,1%	7.200,5	5.253,3	37,1%
Fundo Liquidez – Conta Reserva	910,3	190,4	378,0%	910,3	190,4	378,0%
Aplicações Financeiras	2,6	-	n.a.	2,6	-	n.a.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras	8.113,5	5.443,8	49,0%	8.113,5	5.443,8	49,0%

⁽¹⁾ Líquido do caixa incluído na consolidação.

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

- a) CAPEX Projetos:** o valor despendido com CAPEX de novos projetos totalizou R\$ 277,7 milhões no 4T24 e R\$ 798,6 milhões em 2024, redução de R\$ 778,3 milhões no trimestre e R\$ 4.010,1 milhões no ano, respectivamente, reflexo da conclusão da construção e início da operação faseada dos projetos eólicos Tucano e Cajuína e do projeto solar Sol de Jaíba entre os períodos.
- b) Serviço de Dívida:** desembolso de R\$ 417,6 milhões no trimestre e R\$ 1.343,8 milhões no ano, crescimento de 56,7% e 80,5% entre os períodos, respectivamente. A variação é explicada pela maior Dívida Bruta na comparação com o mesmo período do ano passado (R\$ 27,0 bilhões em dez/24 ante R\$ 17,8 bilhões em dez/23).
- c) Captações e Amortizações:** o saldo entre as captações e amortizações totalizou R\$ 5,9 bilhões no trimestre e R\$ 7,9 bilhões no ano (ante saldos totais inexpressivos no 4T23 e 2023), majoritariamente refletindo a 3ª Emissão de Debêntures (R\$ 2,5 bilhões) e o *acquisition finance* (R\$ 5,4 bilhões) captado no 4T24.
- d) Dividendos:** menor desembolso com dividendos em 2024 (R\$ 492,0 milhões) ante R\$ 3,2 bilhões em distribuições ocorridas no ano anterior. A variação deve-se majoritariamente à distribuição de R\$ 3,0 bilhões aos acionistas em 2023.

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

4. Aquisição da AES Brasil

Captura de Sinergias

Desde o anúncio da Transação, no dia 15 de maio de 2024, a Auren preparou um plano de integração e captura de sinergias detalhado por área, com ações a serem implementadas e alcançadas no dia um (D1), cem dias após o fechamento (D100) e 365 dias após o fechamento (D365). No D1, 1º de novembro de 2024, a totalidade das ações previstas no plano de integração foram alcançadas sem qualquer tipo de falha, contratempo ou interrupção. A Companhia alcançou os cem dias após a conclusão da Transação (D100) no início de fevereiro, com a execução de todas as ações previstas sem intercorrências e a antecipação de algumas etapas inicialmente programadas para depois do D100.

Abaixo mostramos a captura de sinergias por frente de atuação:

1. Recuperação dos Ativos Eólicos

Ao longo do processo de integração com a AES, o time Auren elaborou um plano de recuperação de desempenho dos ativos eólicos incorporados. Este plano contemplou múltiplas iniciativas divididas em três áreas de atuação, sendo:

- a. Disponibilidade:** ações que irão endereçar diretamente a melhora dos níveis de disponibilidade dos ativos, seja retornando à operação dos aerogeradores parados ou reduzindo o tempo de manutenção. Para isso, estima-se um CAPEX de aproximadamente R\$ 200 milhões a ser investidos ao longo de 2025.
- b. Confiabilidade:** ações com foco principal na capacidade e estabilidade de funcionamento do ativo, de modo a minimizar as eventuais falhas, resultando em menor quantidade de manutenções corretivas.
- c. Performance:** iniciativas que otimizam o desempenho dos ativos, resultando em maior eficiência operacional e geração de energia dentro ou acima dos parâmetros esperados. A Auren iniciou a implantação do mesmo sistema de gestão de performance, que já utilizava nos ativos que operava antes da aquisição da AES, nos ativos incorporados pós aquisição, o que permitirá uma captura precisa das informações dos aerogeradores em tempo real. A ferramenta traz confiabilidade e agilidade na gestão dos aerogeradores resultando na maior assertividade e redução no tempo de retorno em operação bem como na programação das manutenções preventivas.

A partir da conclusão da Transação, as ações foram intensificadas já refletindo em melhora de performance dos ativos. Em D1, havia 37 aerogeradores, oriundos da AES Brasil, fora de operação, necessitando troca de grandes componentes. Destes, 22 retornaram à operação até o fim do 4T24. Além disso, os aerogeradores têm apresentado comportamento dentro do esperado, com taxa de falhas aderente às condições operativas e em tendência de melhora dada a implantação das ferramentas de performance e confiabilidade. Outro ponto importante foi a intensificação do plano de manutenção a partir de novembro e o treinamento intensivo dos times nas melhores práticas de gestão de ativos. Todas as iniciativas apresentadas já são percebidas quando verificado o desempenho dos ativos no final deste trimestre. Esse plano de recuperação da disponibilidade dos ativos eólicos adquiridos segue conforme planejado, com objetivo de atingir 95% de disponibilidade ao final de 2025.

2. Redução do PMSO

Em relação aos custos e despesas da Companhia, concluímos movimentos importantes ainda no 4T24 que vão proporcionar economias já em 2025. Em relação ao quadro de colaboradores, as sinergias já alcançadas podem gerar R\$ 120 milhões de economia em 12 meses. Já na linha de serviços, a companhia concluiu a contratação dos seguros patrimoniais dos ativos oriundos da AES Brasil (conforme previsto no contrato de aquisição), encerrou a utilização de parte dos sistemas da AES Corporation e eliminou grande parte das despesas com viagens da AES Brasil.

Juntas, essas iniciativas geraram R\$ 43,5 milhões de sinergias recorrentes em novembro e dezembro, equivalentes a economias de cerca de R\$ 250 milhões em um ano completo. Os esforços para otimização do PMSO seguem ao longo de 2025, com a unificação de sistemas, centro de operações, padronização dos contratos com terceiros e levando cultura de gestão e eficiência para toda a Companhia.

3. Gestão do Capital

Uma das fortalezas da Auren é sua solidez financeira e a forma em que a empresa se preparou para este momento de crescimento. Em outubro de 2024, a Auren emitiu sua 3ª debenture, no valor de R\$ 2,5 bilhões a um custo *all-in* de CDI+0,60% - tais recursos estão sendo utilizados para amortizar dívidas que somam montantes semelhantes, porém a um custo de CDI+1,65%. Ainda em outubro, a Companhia resgatou a linha previamente contratada para fazer frente à parcela caixa da Transação, que chamamos de *acquisition finance*, tal linha tem montante de R\$ 5,4 bilhões com custo de CDI+1,1% no primeiro ano, CDI+1,2% no segundo ano, CDI+1,5% no terceiro ano e, por fim, CDI+2,0% no quarto e último ano. Vale ressaltar que a Auren pode pré-pagar o *acquisition finance* a qualquer tempo sem custos de pré-pagamento.

Além disso, em 20 de dezembro de 2024, foi celebrado o 2º aditamento ao acordo de acionistas firmado em março de 2021 entre a Guaimbê Holding, subsidiária da Auren Operações, e o Itaú Unibanco S.A. Essa parceria teve origem em

um acordo de investimento em *equity*, por meio da subscrição de ações preferenciais da Guaimbê Holding – controladora dos Complexos Solares Guaimbê e Água Vermelha, além dos Complexos Eólicos Alto Sertão II e Ventus.

Com a renegociação, a Auren Operações assegurou o direito de exercer a opção de compra de até 50% das ações preferenciais entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2026, e de até 100% entre 1º de janeiro de 2027 e 30 de abril de 2031. Além disso, a partir de 1º de novembro de 2024, a taxa de correção aplicada ao valor da opção de compra utilizada no cálculo do preço de exercício foi reduzida de CDI + 1,7% a.a. para 100% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário). Em 31 de dezembro de 2024, esse valor correspondia a R\$ 1.100,3 milhões.

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

5. Temas Regulatórios

STJ suspende a liminar para a compensação integral dos eventos de restrição de operação por *constrained-off* aos geradores eólicos e solares

Ao fim de 2023, a Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), as quais a Auren é associada, ajuizaram ação judicial para discutir os efeitos da Resolução Normativa ANEEL (REN ANEEL) nº 1.030/2022, que limita a compensação integral por eventos de restrição de operação por *constrained-off*.

Em síntese, o *constrained-off* é a redução da geração de energia de uma ou mais usinas, determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), por motivos alheios à gestão do empreendedor, tais como indisponibilidades nas linhas de transmissão, limites da capacidade de escoamento da rede ou excesso de geração frente a demanda de energia do sistema.

No curso do processo, acolhendo o pedido das Associações, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região entendeu que “o regulamento deverá, necessariamente, prever mecanismos de compensação de encargo para cobertura dos custos de operação e, mais especificamente, por restrição de transmissão”, deferindo a liminar para “no próximo Relatório do Processamento da Contabilização da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de Energia Elétrica, a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e nos subsequentes, promova a compensação integral aos geradores associados às agravantes”.

Em Janeiro de 2025, após diversos desdobramentos no processo, a ANEEL requereu ao Superior Tribunal de Justiça a suspensão da referida liminar, o que foi deferido, sob o argumento de que “eventuais prejuízos financeiros que possam ser causados às empresas que atuam no Sistema Interligado Nacional enquanto pendente juízo cognitivo exauriente, além de estarem sujeitos à comprovação nos autos principais, poderão, em sendo o caso, ser objeto de repactuação (necessidade de eventual restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos), não se justificando, na forma acima explicitada, a aplicação precipitada da tutela provisória concedida nas instâncias de origem”.

Em outras palavras, a suspensão preconiza que não seria o caso de deferimento liminar do pedido das Associações, eis que eventuais prejuízos devem ser apurados no curso da ação e poderão ser equalizados nos contratos celebrados com a União por meio de reequilíbrio econômico-financeiro. Ainda, se esclarece que contra a decisão cabe recurso.

A Auren Energia, na qualidade de associada da ABEEólica e ABSOLAR, possui o seu portfólio de geração de energia de fontes eólica e solar, considerando inclusive a recente aquisição da AES Brasil, abarcados pela decisão judicial em questão.

MME publica a Portaria de diretrizes para realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência de 2025

Em janeiro de 2025, foi publicada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 96/GM/MME de 31 de dezembro de 2024, as diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2025 (“LRCAP 2025”), a ser realizado no dia 27 de junho de 2025.

A Portaria definiu a contratação de dez produtos, os quais foram divididos entre os empreendimentos novos e existentes, com grande concentração na fonte termelétrica, e com previsão de contratação de fonte hidrelétrica somente no produto com início de suprimento em 01 de julho de 2030, conforme segue:

- a. **Potência Termelétrica** 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030 para empreendimentos existentes: contrato de 10 anos com início em 01 de julho de cada ano.
- b. **Potência Termelétrica** 2028, 2029, 2030 para empreendimentos novos: contrato de 15 anos com início em 01 de julho de cada ano.
- c. **Potência Hidrelétrica** 2030: contrato de 15 anos com início em 01 de julho de 2030.

Ressalta-se que o produto Potência Hidrelétrica considera empreendimentos de ampliação de capacidade instalada, por meio da instalação de novas unidades geradoras, de usinas hidrelétricas existentes despachadas centralizadamente e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, exceto aquelas que foram licitadas no regime de cotas e que tenham parte da garantia física fora desse regime.

A receita será proveniente de um pagamento de receita fixa (R\$/ano), corrigida anualmente por IPCA, a ser paga em doze parcelas mensais, podendo ser reduzida conforme apuração do desempenho operativo quanto à disponibilidade efetiva do empreendimento. A indisponibilidade da usina hidrelétrica implicará a redução de 1% da parcela mensal para cada hora, ficando a redução total limitada a 30% para cada mês de apuração, com exceção de indisponibilidades programadas.

A Portaria prevê também que as garantias físicas de energia relativas às ampliações dos empreendimentos hidrelétricos serão calculadas com base na metodologia vigente definida na Portaria GM/MME nº 406, de 2017. Ainda, será considerada possibilidade de antecipação do início de suprimento desde que haja deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), demonstrando os benefícios para o Sistema Nacional Interligado (SIN).

Os empreendimentos possuem até o dia 14 de fevereiro de 2025 para realizarem a etapa de cadastramento e habilitação técnica dos empreendimentos no Leilão. Após o cadastramento dos empreendimentos, estão previstas as seguintes etapas: (i) publicação de Consulta Pública (CP) do MME para discussão da sistemática do Leilão, com posterior publicação da Portaria; (ii) publicação de Nota Técnica (NT) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contendo a metodologia, premissas e critérios para a definição da capacidade remanescente do SIN para escoamento de Geração; (iii) publicação de NT do Operador Nacional do Sistema (ONS) contendo os quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração a serem contratados no Leilão e (iv) publicação de Consulta Pública (CP) da ANEEL para discussão do Edital do Leilão, com posterior publicação do Edital.

A Auren obteve recentemente a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da revisão do Projeto Básico da usina hidrelétrica de Porto Primavera para a operação de quatro novas unidades geradoras adicionais com capacidade de 110 MW de potência cada, totalizando 440 MW de potência adicional à usina. Agora, a Auren segue envidando esforços para viabilização da participação da usina Porto Primavera no LRCAP 2025.

Lei das Eólicas Offshore Sancionada com Vetos a Matérias Alheias ao Tema

No dia 10 de janeiro de 2025, foi sancionada Lei nº 15.097/2025, que institui o marco legal para a exploração de energia eólica offshore no Brasil. A legislação estabelece regras para a concessão e outorga de áreas marítimas e de águas interiores para a instalação de usinas eólicas, marcando um avanço estratégico para a matriz energética nacional.

Durante a sanção, foi vetada a maioria das matérias alheias ao escopo original da lei, comumente chamadas de “jabutis,” que incluíam incentivos a fontes fósseis e alterações tributárias não relacionadas à energia offshore. Esses vetos garantem que o marco legal permaneça focado exclusivamente no desenvolvimento de energias renováveis, alinhado às metas de sustentabilidade do país. De todo modo, ainda há que se observar cautelosamente, pois a decisão de veto do Executivo deverá ser referendada pelo Congresso, sendo uma importante decisão política a ser tomada entre o governo e lideranças do Legislativo. Não há, no entanto, data prevista para análise do veto.

ANEEL abre nova fase de discussão da Consulta Pública 45 de 2019, que trata dos cortes e limitação de geração das usinas despachadas centralizadamente

Dando continuidade à Consulta Pública ANEEL nº 045 de 2019 (CP 45), que objetiva regulamentar os critérios operativos adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para as limitações e reduções de geração nas usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados pelo ONS nas etapas de programação da operação, pós processamento do modelo de curtíssimo prazo e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional - SIN, foi aberta a 3ª fase da CP 45 com período de contribuição de 11/12/2024 a 10/02/2025.

A CP objetivou, desde seu princípio, tratar a transparência das operações do ONS bem como a clareza e definição dos critérios seja observando ou não os efeitos comerciais de todos os envolvidos na operação. Como breve histórico, cabe pontuar que na 1ª Fase da CP 45 aberta no período de 19/12/2019 a 18/03/2020 havia proposta do regulador para definição de critérios para redução e limitação de geração garantindo eficiência para o tempo real e menor custo para o consumidor final, assim como, uma proposta para distribuição dos efeitos comerciais desses cortes entre os geradores impactados.

A 2ª Fase da CP 45, aberta no período de 11/08/2022 a 10/11/2022, no entanto, após observar as contribuições ao tema, delimitou o escopo para estabelecimento de critérios objetivos e transparentes para o ONS proceder à redução ou limitação de geração a partir de um racional econômico, mas apenas do ponto de vista do consumidor, sem abordar a proposta de distribuição dos efeitos comerciais entre as usinas que haviam sofrido os cortes.

Como resultado da análise das contribuições da 2ª Fase da CP, trazido na Nota Técnica nº 240/2024-SGM/ANEEL (NT 240), a ANEEL acatou algumas sugestões dos geradores de fontes eólica, solar e hidrelétrica para redistribuição dos cortes de geração, buscando trazer novamente critérios do ponto de vista econômico para tais geradores como: priorização da alocação dos cortes elétricos entre usinas com Parecer de Acesso que tenham restrições de geração explícitas e Declaração de Atendimento ao Procedimento de Rede ainda provisório, além de maior clareza quanto a como deveria ser realizado o rateio do corte energético entre essas mesmas fontes.

Como proposta, foi apresentada na 3ª fase da CP nova minuta de normativo, que regulamenta os critérios para a realização dos cortes de geração. Ainda que focada na questão econômica do ponto de vista do consumidor, a resolução observa em alguma medida um equilíbrio regulatório para os geradores afetados considerando, por exemplo, que em etapa de pós operação os cortes, sejam por razão elétrica ou energética, serão redistribuídos, quando possível, em um grupo maior de usinas. A nova proposta buscaria minimizar o efeito global de decisões operativas, que em tempo real podem ser mais efetivas de forma concentrada, sendo que o gerador não teria gerência ou qualquer previsibilidade sobre tais ações.

A 3ª fase da CP conta com diversos documentos disponíveis, objeto de análise e que receberão contribuições até fevereiro, quando a Companhia pretende se manifestar sobre o tema.

ANEEL abre Consulta Pública 23 de 2024 para tratar da conexão à rede de transmissão de consumidores com foco nas novas cargas de data centers e produção de hidrogênio verde

Foi aberta a Consulta Pública ANEEL nº 23 de 2024 (CP 23) com período de contribuições entre 02/10/2024 e 25/11/2024, que teve como objeto obter subsídios para avaliar a necessidade de intervenção regulatória quanto às requisições de acesso à Rede Básica por unidades consumidoras. Tal reavaliação teria como foco principal o indicativo de pedidos de conexão à rede expressivos dada a demanda que pode vir a ser gerada por cargas de Data Centers e plantas de produção de Hidrogênio Verde no Brasil.

Em síntese, a CP propôs alterações nos procedimentos e requisitos de acesso à Rede Básica por unidades consumidoras, que devem observar o estabelecido no Decreto nº 5.597/2005, no relatório "Guia de Procedimentos para Acesso ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e Conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional" e nos Procedimentos de Rede. As alterações propostas se referem principalmente às etapas finais do processo de acesso que envolvem a atuação da ANEEL e ONS, mas não trouxe sugestões de aprimoramentos nas etapas iniciais que envolvem o MME e EPE, pois para isso teria de haver edição pelo Executivo do próprio Decreto.

De acordo com dados apresentados no âmbito da CP 23 existem cerca de 28 solicitações de acesso à RB por consumidores protocoladas no MME, tais solicitações, caso concretizadas, farão com que haja um adicional de contratação da rede para as unidades consumidoras que pode chegar a 18 GW em 2030 e 37 GW em 2037, representando um aumento expressivo.

Existe preocupação da Agência Reguladora com pedidos de acesso especulativos podendo demandar ampliações na transmissão sem uma contrapartida do consumidor que garanta que o acesso irá se concretizar. Assim, a ANEEL propõe alterações normativas similares às estabelecidas pela Resolução Normativa nº 1.069 de 2023 para as centrais geradoras renováveis tornando o acesso mais custoso ao exigir, por exemplo, garantias financeiras para o acesso à rede de transmissão.

As medidas sugeridas pela ANEEL são as seguintes:

Garantia Financeira para solicitação do Parecer de Acesso: o valor será proporcional ao período de validade do Parecer calculado com base na demanda ponta e fora ponta do consumidor. A devolução da garantia ocorre após a celebração do CUST ou quando houver inviabilidade técnica para a conexão.

Garantias Financeiras para assinatura do CUST: requisito para a assinatura do CUST, onde a garantia será devolvida somente após a energização das instalações atendendo a todos requisitos previstos nos Procedimentos de Rede para operação em caráter definitivo e a contratação do maior MUST previsto no estudo de mínimo custo global que motivou a emissão da Portaria do MME. É proposta a execução dessa garantia em caso de rescisão do CUST ou desconstrução de um ponto de conexão antes da sua devolução. O valor será equivalente aos encargos do contrato referentes a 3 anos, calculados multiplicando-se a TUST vigente e o maior MUST dentre os previstos no Parecer de Acesso.

Limitações na data de início de suprimento prevista no CUST: estabelecimento que a data de início de contratação do MUST prevista no CUST originalmente celebrado não poderá ser posterior à data prevista no estudo de mínimo custo global que motivou a emissão da Portaria do MME.

Postergação única do MUST: estabelecimento que a data de início de contratação do MUST definida na celebração do primeiro instrumento contratual somente poderá ser postergada uma única vez e por até 12 meses, mediante o pagamento de encargo de reserva de rede associado ao período de postergação, mensurado com base na previsão do EUST.

Inversão de etapas Outorga/Autorização e assinatura do CUST: estabelecimento que a Autorização da ANEEL para a unidade consumidora acessar a Rede Básica somente poderá ser solicitada e emitida após a assinatura do respectivo CUST.

As entidades setoriais têm contribuído para que haja uma nova fase da CP em busca de alguns aprimoramentos, que vão desde melhorar os custos envolvidos dada a realidade desses novos consumidores até a alteração de alguns prazos envolvidos. A preocupação principal é garantir a segurança sistêmica sem inviabilizar os novos negócios de Hidrogênio Verde, cujo Marco Legal foi recentemente aprovado, e de Data Center, que estão com alta demanda em busca de regiões para desenvolvimento e escalonamento considerando a transição energética.

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

6. Informações Relevantes

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.

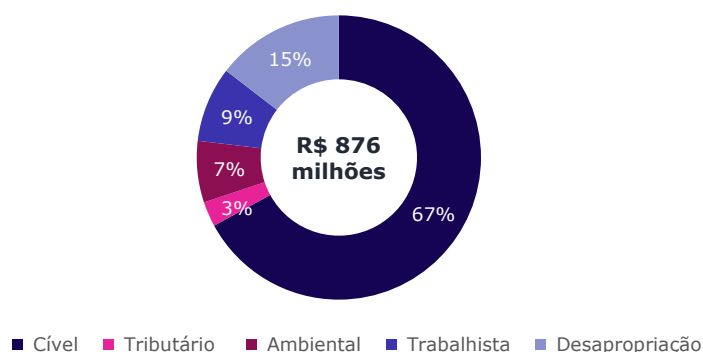
Em 2024, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 876 milhões com probabilidade de perda provável e o montante de R\$ 3.010 milhões classificados com probabilidade de perda possível, totalizando R\$ 3.886 milhões. Esse montante representa um aumento de R\$ 1.296 milhões em relação à contingência passiva de 2023, com as seguintes variações:

- Incremento de R\$ 1.486 milhões em função da aquisição da AES Brasil, sendo 97% do valor classificados com probabilidade de perda possível e 3% são com probabilidade de perda provável. Do montante total, R\$ 1,3 bilhão são contingências passivas de natureza tributária, distribuída em 89 ações;
- Redução de R\$ 363 milhões em razão do encerramento de ações judiciais que compunham o contencioso da Auren Energia antes da aquisição; e
- Adição de R\$ 173 milhões de juros da correção monetária do saldo da Auren Energias antes da aquisição.

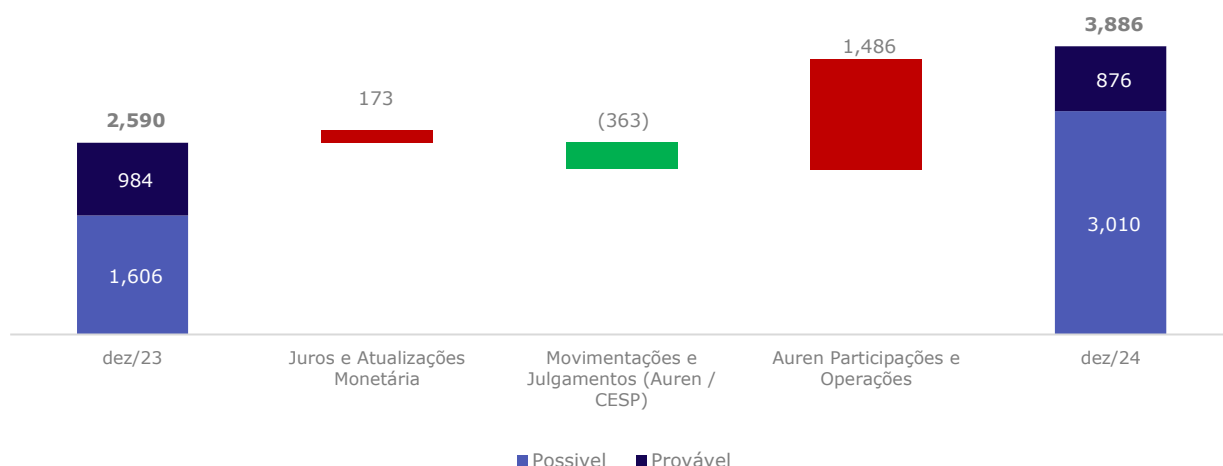
Em relação à contingência divulgada entre o fim dos exercícios de 2023 e 2024, já considerada a aquisição da AES Brasil, houve redução de R\$ 108 milhões na provisão, decorrente do encerramento de ações judiciais que compunham o contencioso da Auren.

Considerando o resultado da aquisição da AES Brasil, e, portanto, a consolidação do contencioso das empresas, o perfil do contencioso passivo provável está distribuído nos termos do gráfico 20. A carteira cível se destaca com 1.257 ações de natureza indenizatória em geral, além de demandas movidas por oleiros, pescadores, e outras de natureza regulatória e imobiliária.

| Gráfico 20 | Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



| Gráfico 21 | Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível (% Total)



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.

Plano de Pensão – VIVEST

Conforme já mencionado em períodos anteriores, visando equacionar as obrigações da Companhia, a CESP estruturou e executou diversas medidas para redução do déficit, tais como (i) abertura do plano de migração voluntária que possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão - PSAP) a transferência do seu patrimônio para um plano de Contribuição Definida (CD) e (ii) alteração do critério de atualização dos benefícios concedidos de IGPM para IPCA.

Os valores dos compromissos atuariais apresentados nas Demonstrações Financeiras da Companhia são calculados conforme previsto no pronunciamento técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis 33 (R) / IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33).

Ao final de 2024, segundo o CPC 33, houve uma redução no déficit atuarial do plano CESP de R\$ 791,8 milhões quando comparado ao final de 2023, principalmente pelo aumento na taxa de desconto do passivo (NTN-B) de 9,03% em 2023 para 11,42% em 2024, conforme Tabela 26. Com a aquisição da AES Brasil, a Companhia passou a apresentar as obrigações do plano de benefício definido da Auren Operações (antiga AES Operações) com um saldo de R\$ 27,5 milhões. O plano de previdência da AES também é administrado pela Vivest e possui características similares ao plano da CESP.

| Tabela 26 | Cálculo do déficit atuarial Consolidado pela metodologia CPC33

R\$ milhões	2024	2023	Var. %	Var. R\$
Valor Presente das Obrigações	(5.917,7)	(6.339,6)	-6,7%	421,9
Valor Justo dos Ativos	5.048,90	4.706,5	7,3%	342,4
Déficit⁽¹⁾	(868,8)	(1.633,1)	-46,8%	764,3
Taxa Real de Desconto ⁽²⁾	7,65%	5,34%	2,31 p.p	2,31 p.p.

De acordo com a metodologia PREVIC, em dezembro de 2024 apurou-se um déficit atuarial de responsabilidade exclusiva da patrocinadora no valor de R\$ 1.818,8 milhões, um aumento no déficit atuarial de R\$ 433,9 milhões quando comparado ao final do ano anterior. Esse aumento deveu-se principalmente pela incorporação das obrigações do plano de benefício definido da Auren Operações (antiga AES Operações) de R\$ 155,9 milhões, e pela performance dos investimentos do plano inferiores à meta atuarial no plano CESP. Vale ressaltar que a definição da metodologia da taxa de desconto do passivo pela metodologia PREVIC segue um critério diferente daquele definido pela metodologia do CPC 33 citados acima.

| Tabela 27 | Cálculo do déficit atuarial Consolidado pela metodologia PREVIC

R\$ milhões	2024	2023	Var.	Var. R\$
Valor Presente das Obrigações	(7.201,4)	(6.354,1)	13,3%	(847,3)
Operações Contratadas	(1.210,6)	(1.179,6)	2,6%	(31,0)
Valor Justo dos Ativos	5.207,2	6.089,0	-14,5%	(881,8)
Déficit Apurado 100% Plano	(1.994,2)	(1.540,3)	29,5%	(453,9)
Déficit Apurado Patrocinadora	(1.818,8)	(1.384,9)	31,3%	(433,9)
Taxa Real de Desconto CESP	4,95%	4,88%	0,07 p.p.	0,07 p.p.
Taxa Real de Desconto AES	4,80%	-	-	-

⁽¹⁾ Valor é apresentado líquido na linha de Benefícios pós-emprego no Passivo Não Circulante.

⁽²⁾ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base em negócios praticados no mercado financeiro para papéis de primeira linha. Por falta de título com este perfil, é estabelecido como base os títulos públicos de longo prazo ligados à inflação, especificamente as NTN-Bs que estão ligadas ao índice de inflação IPCA. A taxa utilizada é a da data da avaliação (31/12), alinhadas com o prazo médio dos planos apurados.

Metodologia de Cálculo dos Compromissos Atuariais

Com base nas metodologias definidas na política contábil dos fundos de pensão no Brasil, apresentaremos um breve comparativo entre as metodologias acima apresentadas:

| Tabela 28 | Cálculo do déficit atuarial pela metodologia CPC33

	CPC 33	PREVIC
Metodologia de Cálculo do Passivo Atuarial	Método atuarial Crédito Unitário Projetado para apurar o valor presente da obrigação do plano	Método atuarial Agregado para apurar o valor presente da obrigação do plano
Metodologia de definição da Taxa de Desconto	Taxa definida com base nos títulos de longo prazo (NTN-B) posicionados em 31/12/2024	Taxa definida com base no corredor instituído pela PREVIC na Portaria PREVIC nº 308/2024

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

7. Anexos

1. Detalhamento dos Contratos de Vendas no Ambiente Regulado (ACR)

| Tabela 29 | Contratos de Vendas no Ambiente Regulado (ACR)

Vendas no ACR	Volume (MW médios)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Reajustado (R\$/MWh) ⁽¹⁾	Preço Líquido PIS /COFINS (R\$/MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116	01/12/2005	317,0	287,7
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125	01/06/2006	336,3	305,1
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190	21/08/2015	296,1	285,3
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145	01/11/2014	243,7	234,8
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127	01/12/2013	225,0	216,8
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143	01/10/2014	249,6	240,5
3º LER - Alto Sertão II	74	101	01/08/2011	281,8	271,5
2º LEN - Alto Sertão II	104	121	01/05/2010	222,8	214,7
6º LER - Guaimbê	30	219	01/10/2014	393,6	382,1
8º LER - Boa Hora	16	292	01/11/2015	478,7	461,3
25º LER - Água Vermelha	20	146	01/12/2017	218,8	210,8
2º LER - Ventus	54	153	01/12/2009	364,4	351,1
2º LER - Mandacaru & Salinas	33	152	01/12/2009	362,7	349,5
12º LEN - Mandacaru & Salinas	31	108	01/08/2011	238,3	229,6
2º LFA - Cassino	26	137	01/04/2010	322,0	298,5
5º LER - Caetés	95	116	01/08/2013	225,1	211,0
5º LER - Ventos do Araripe I	108	110	01/08/2013	213,4	200,1
Preços Médios ACR (R\$/MWh)	1.084			309,2	291,6

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

¹ Data-base dos preços: 01 de dezembro de 2024

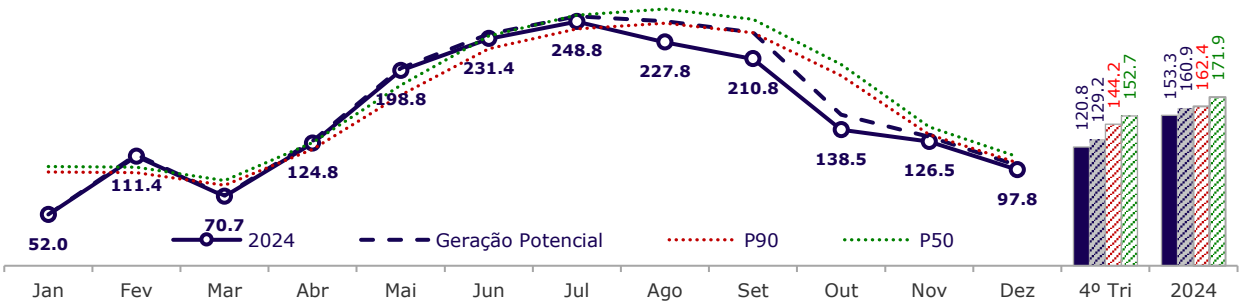
2. Dados Operacionais por Ativo

Complexo Eólico Ventos do Araripe III

Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventos do Araripe III	357,9	PI	156	GE	GE 2X (2,3 MW e 2,4 MW)	Full Scope Agreement

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

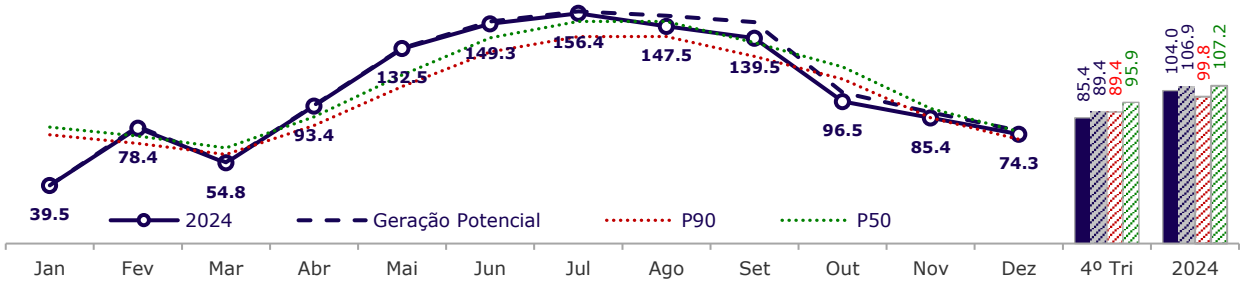


Complexo Eólico Ventos do Piauí II

Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventos do Piauí II	211,5	PI	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

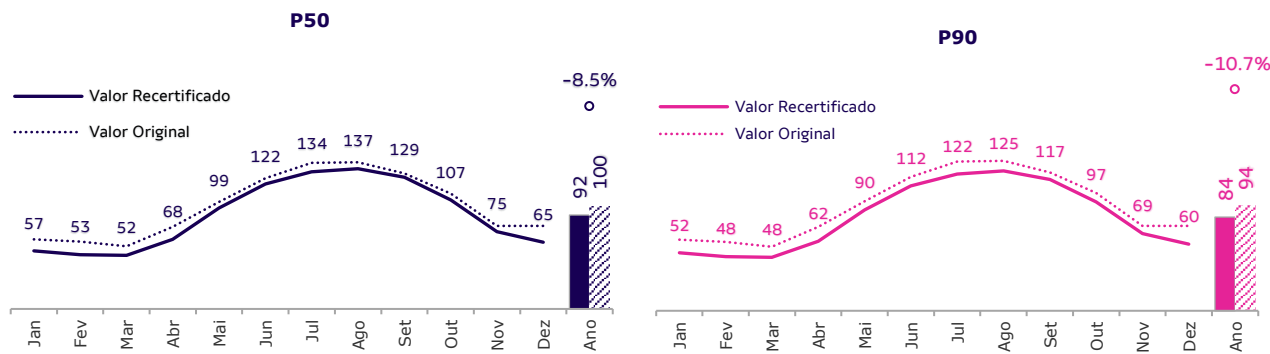


Complexo Eólico Ventos do Araripe I

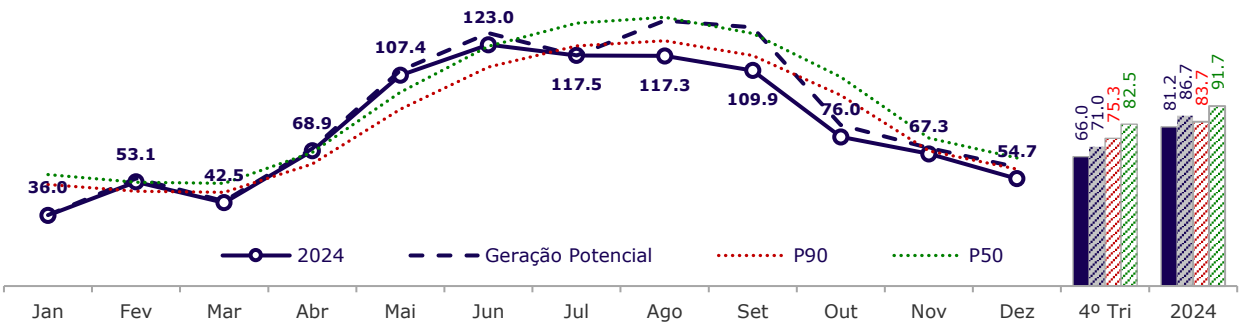
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventos do Araripe I	210,0	PI	105	SGRE	G95 (2,0 MW)	Primarizada

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

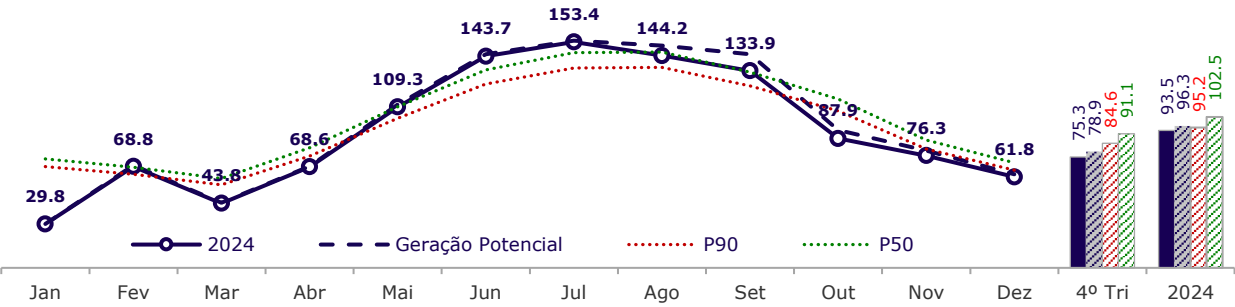


Complexo Eólico Ventos do Piauí III

Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventos do Piauí III	207,0	PI	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

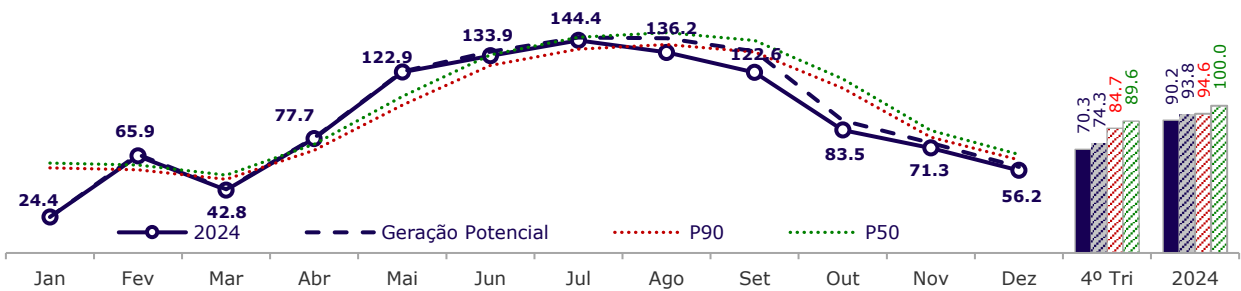


Complexo Eólico Ventos do Piauí I

Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventos do Piauí I	205,8	PI	98	SGRE	G114 (2,1 MW)	Full Scope Agreement

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

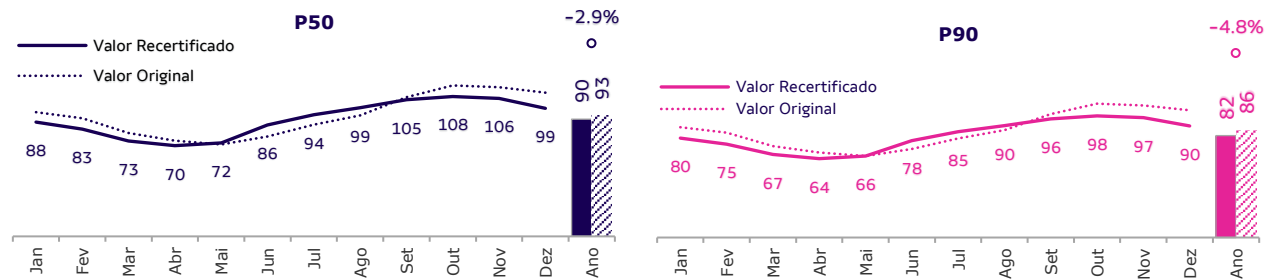


Complexo Eólico Caetés

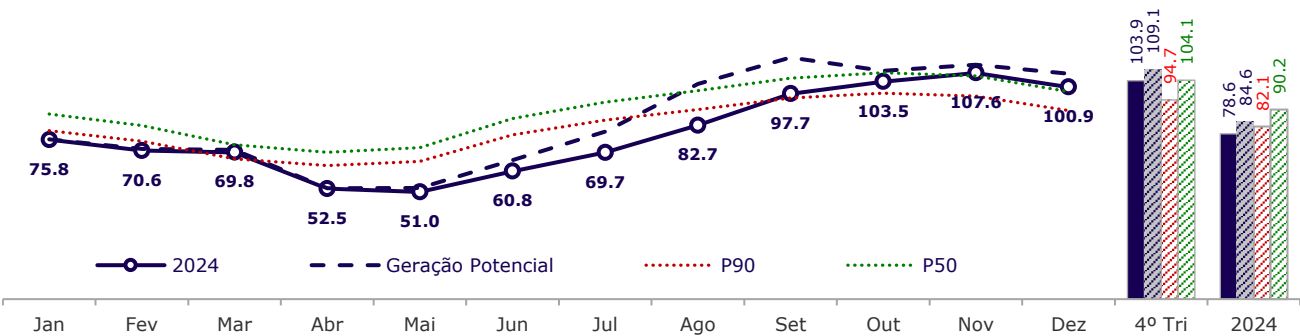
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Caetés	181,9	PE	107	GE	GE100 / GE1.6 (1,7 MW / 1,68 MW)	Operation Service Agreement

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

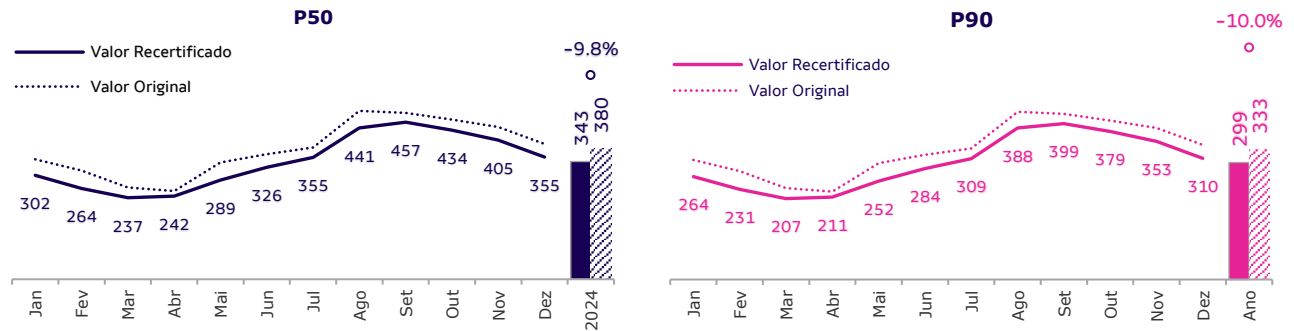


Complexo Eólico Cajuína

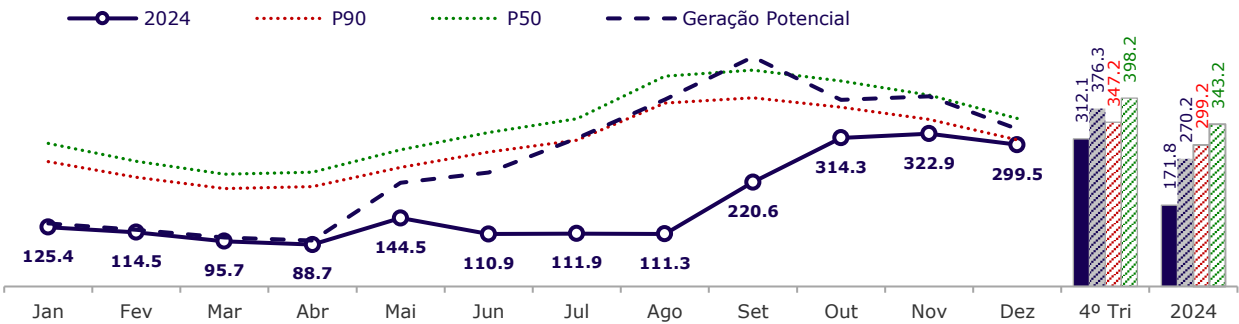
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Cajuína	684,0	RN	120	Nordex	N163 (5,7 MW)	Full Scope Agreement

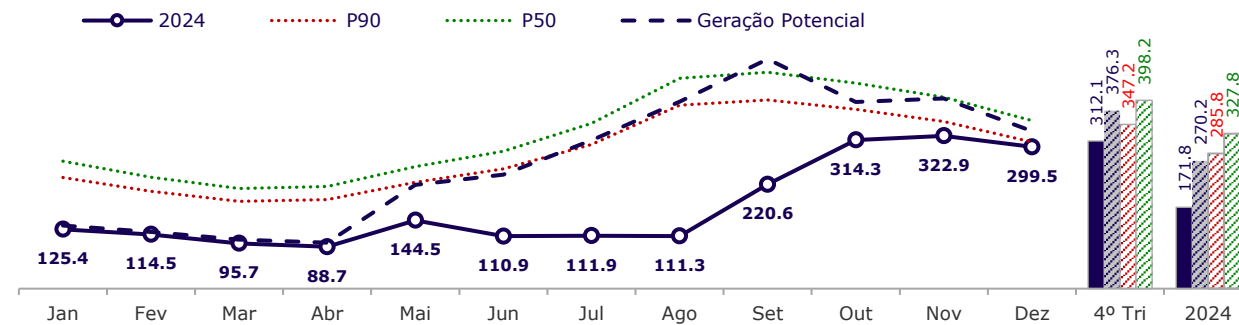
Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 em ramp-up (MW médios)

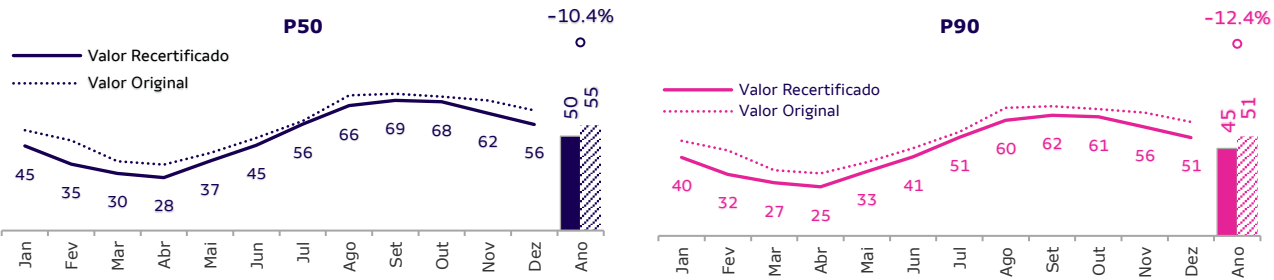


Complexo Eólico Ventus

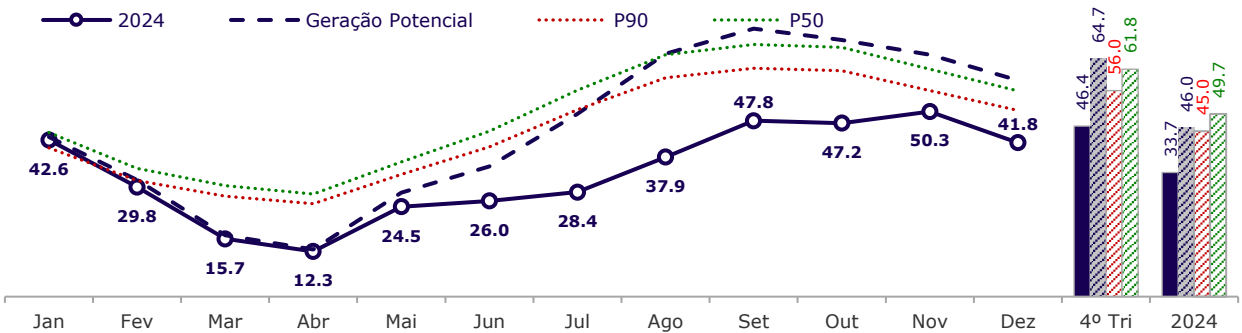
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Ventus	187,1	RN	112	Alston	ECO86 (1,67 MW)	Operation Service Agreement

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

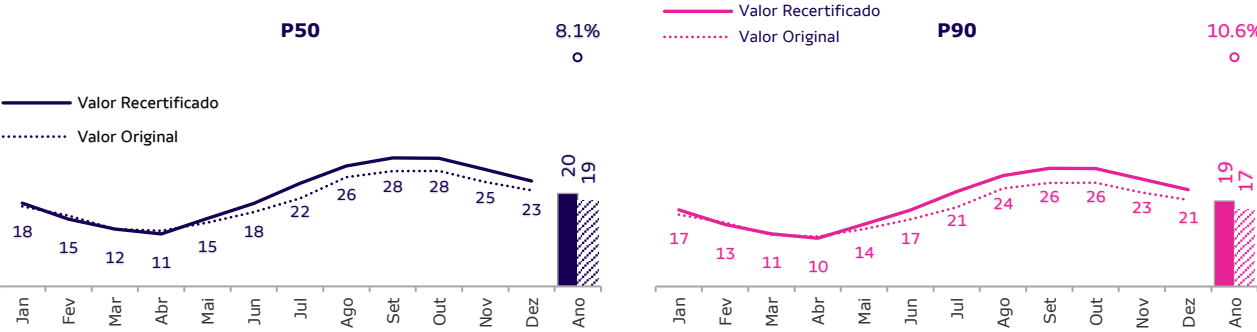


Complexo Eólico Salinas

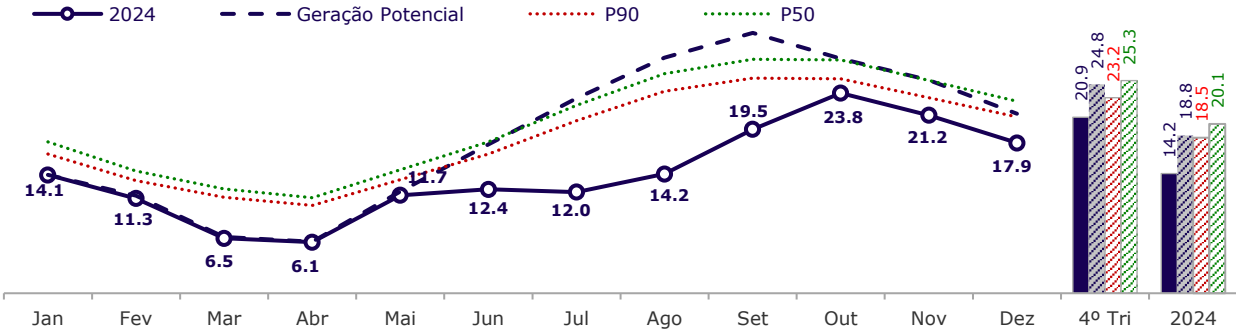
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Modalidade de O&M
Salinas	50,4	RN	24	Suzlon	S88 /S95/ S97 (2,1 MW)	Primarizada

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



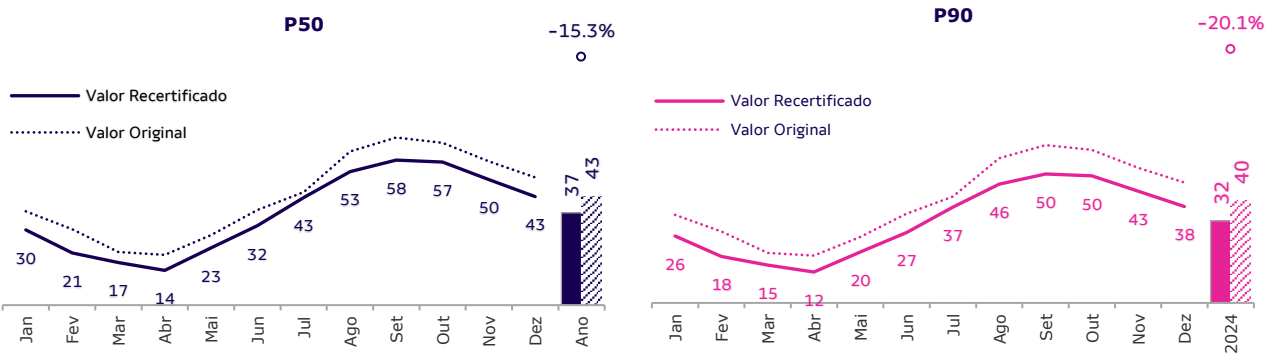
Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Complexo Eólico Mandacaru

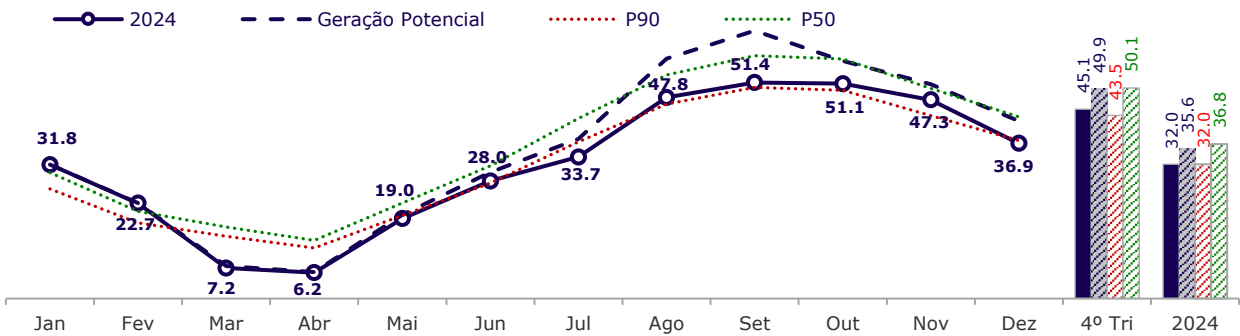
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Modalidade de O&M
Mandacaru	108,0	CE	53	Suzlon e SGRE e	S88 /S95 (2,1 MW) G97 (2,0 MW)	Primarizada

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

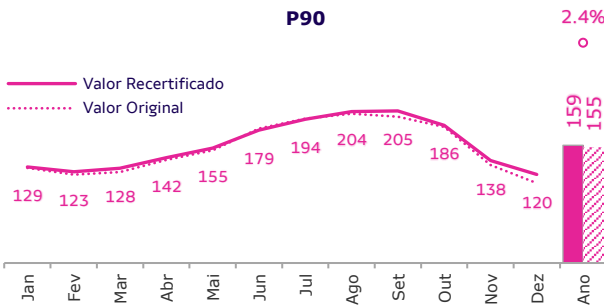
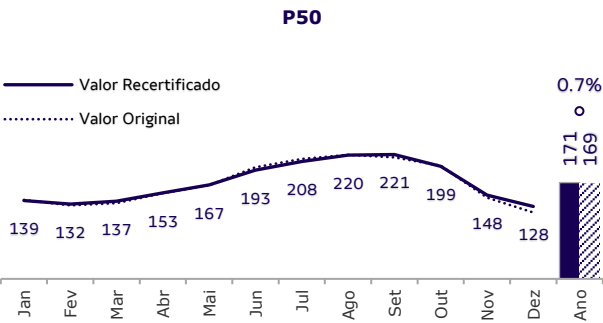


Complexo Eólico Alto Sertão II

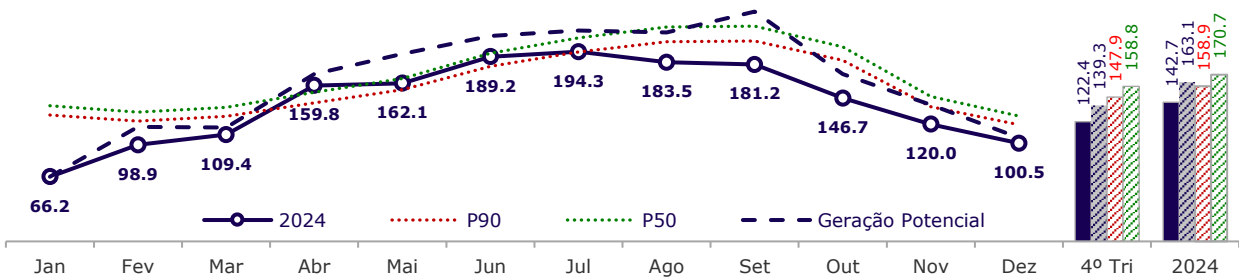
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Alto Sertão II	386,1	BA	230	GE	GE 1.6 (1,68 MW / 1,62 MW)	Operation Service Agreement

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

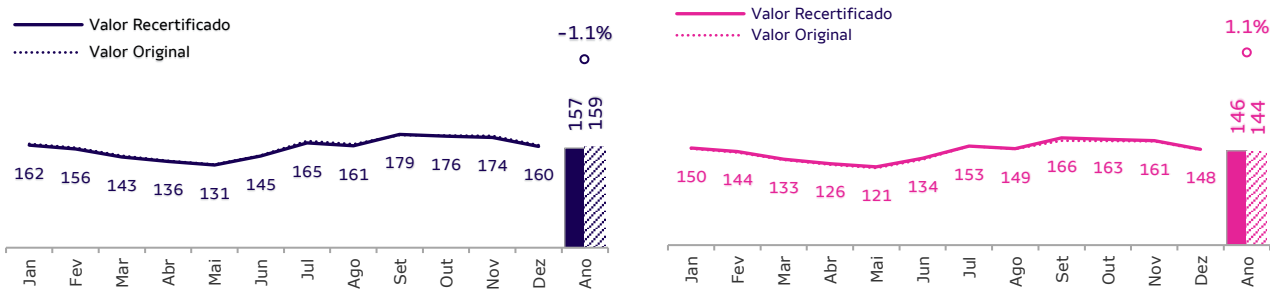


Complexo Eólico Tucano

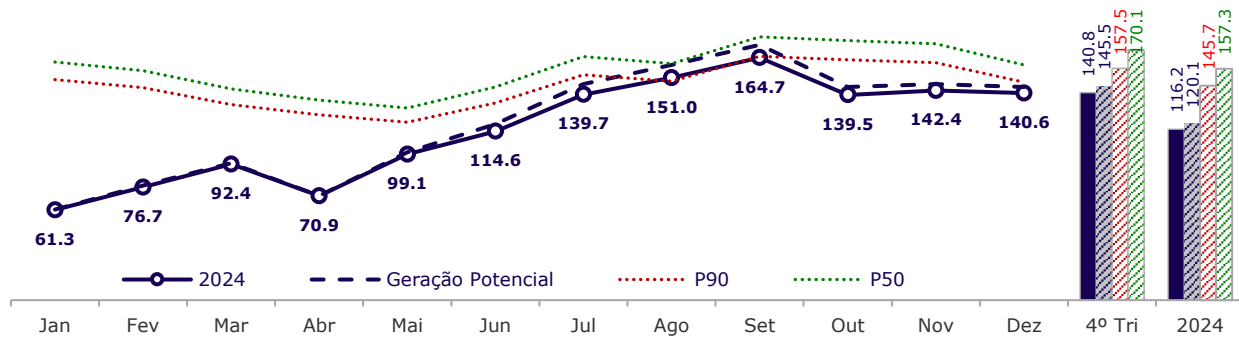
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Tucano	322,4	BA	52	SGRE	SG 6.2 (6,2 MW)	Full Scope Agreement

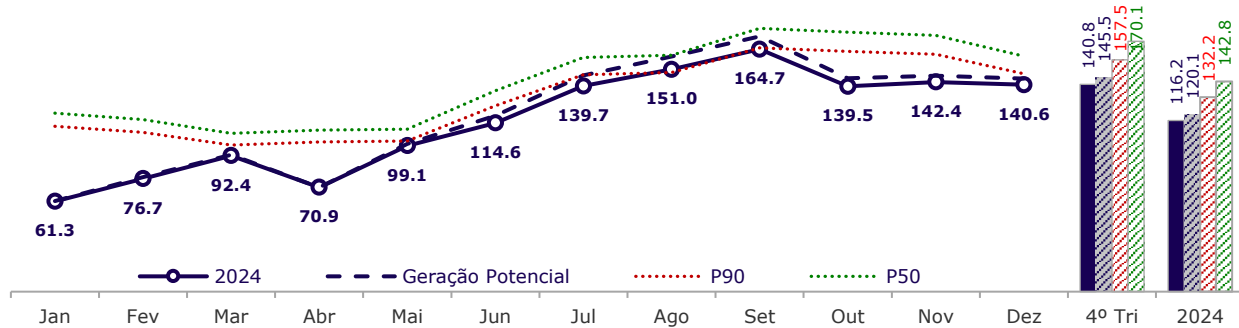
Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 em ramp-up (MW médios)

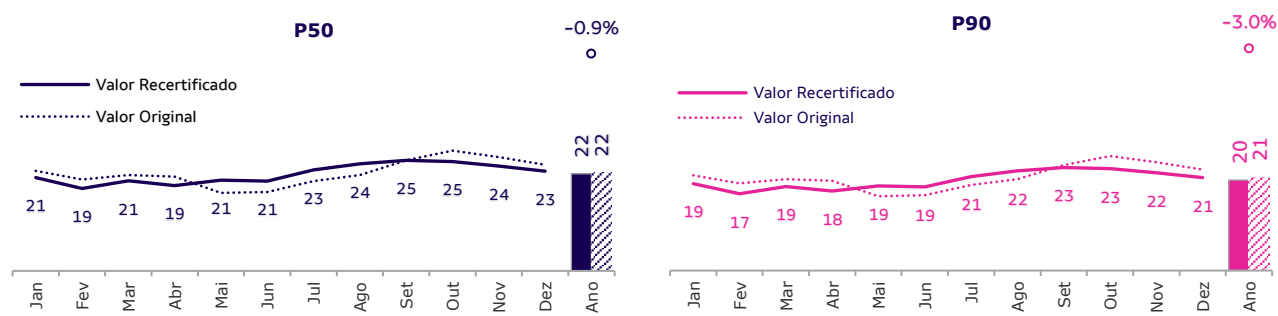


Complexo Eólico Cassino

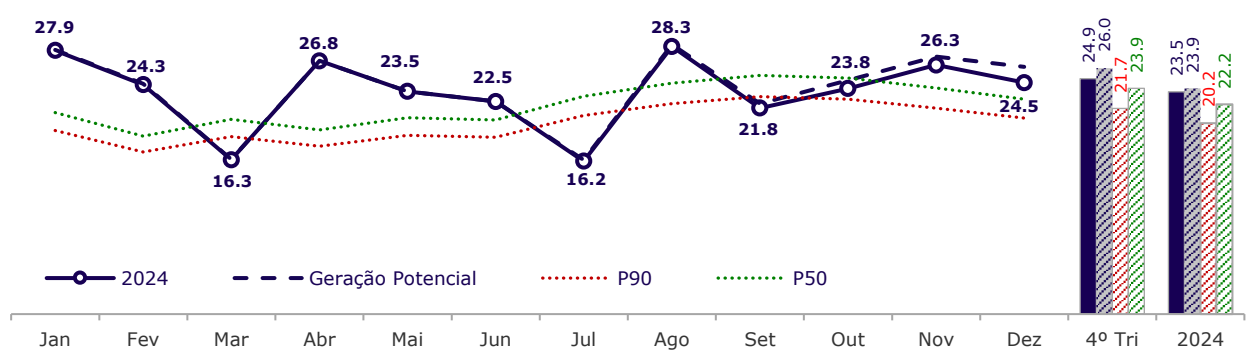
Características Técnicas

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Estado	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato O&M
Cassino	64,0	RS	32	SGRE	G97 (2,0 MW)	Full Scope Agreement

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

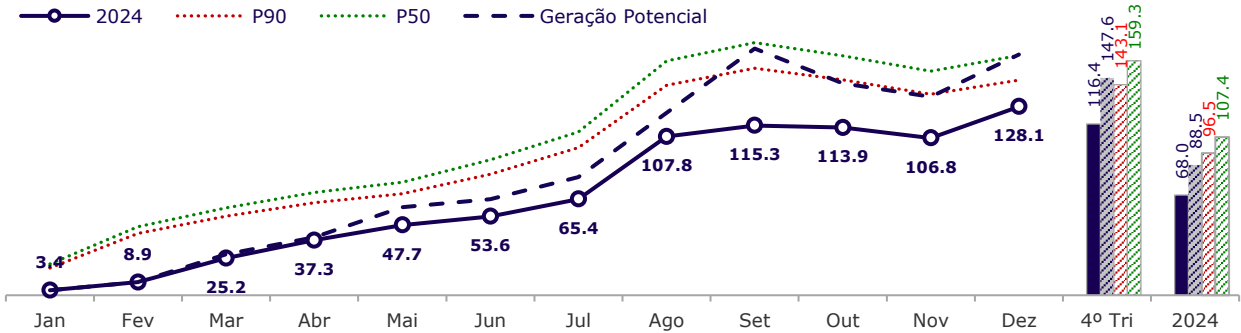


UFV Sol do Jaíba

Características Técnicas

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Sol do Jaíba	500,0	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Própria

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

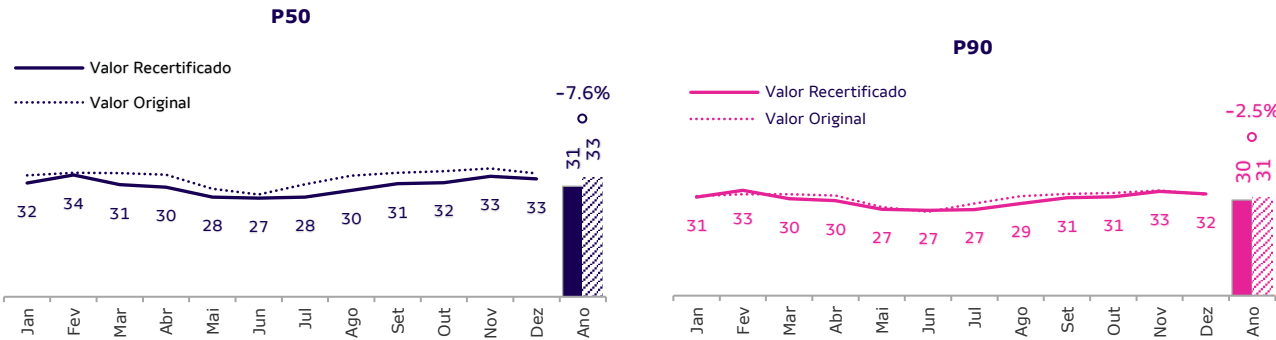


UFV Guaimbê

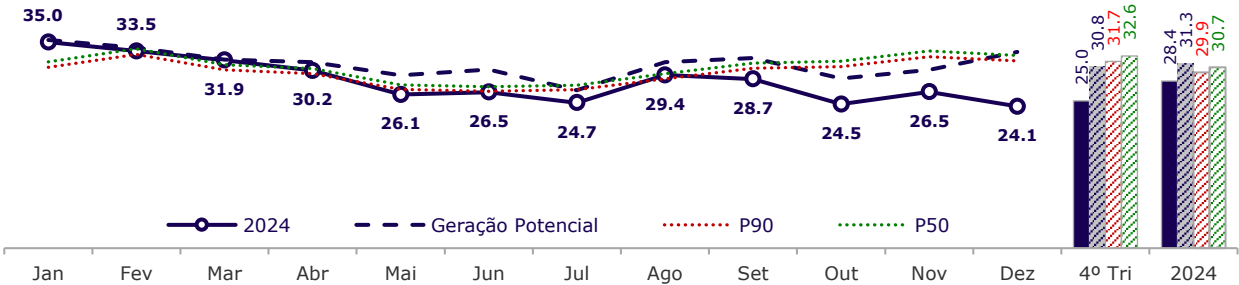
Características Técnicas

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Guaimbê	150,0	Ingeteam	BYD	557.550	381.150 de 320W 176.400 de 325W	Própria

Expectativa de geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

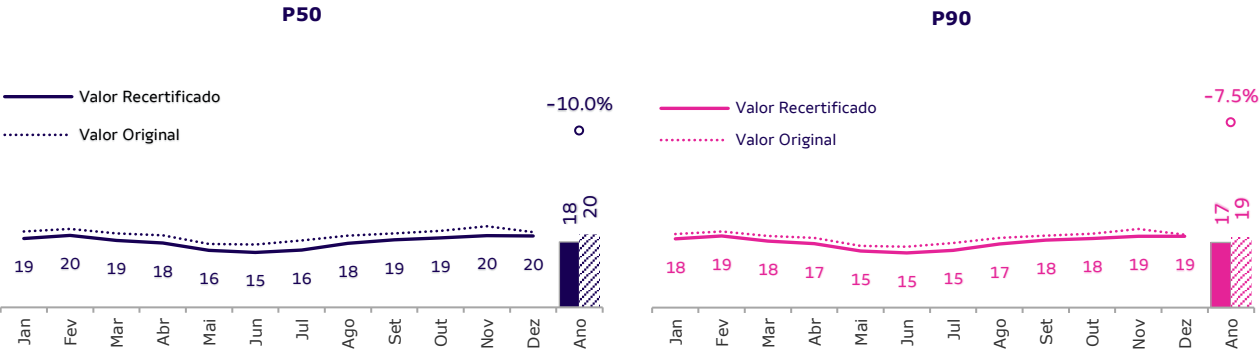


UFV Água Vermelha Solar

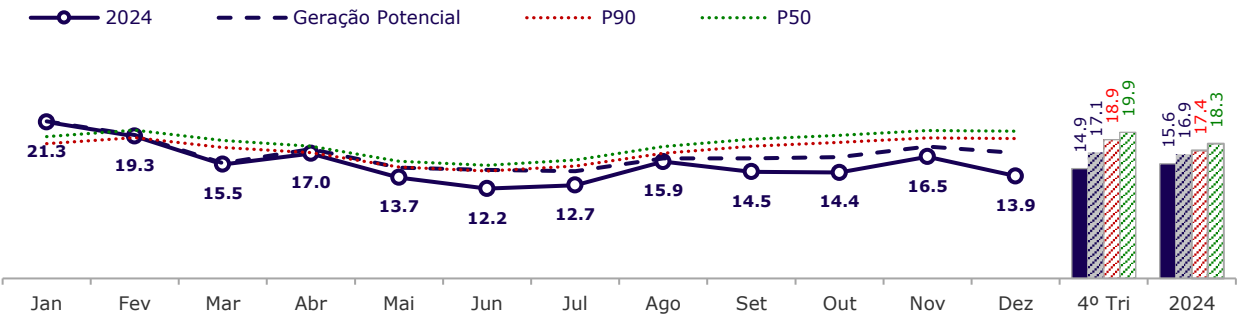
Características Técnicas

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Água Vermelha Solar	76,0	Ingeteam	Astronergy	276.520	276.520 de 340W	Própria

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

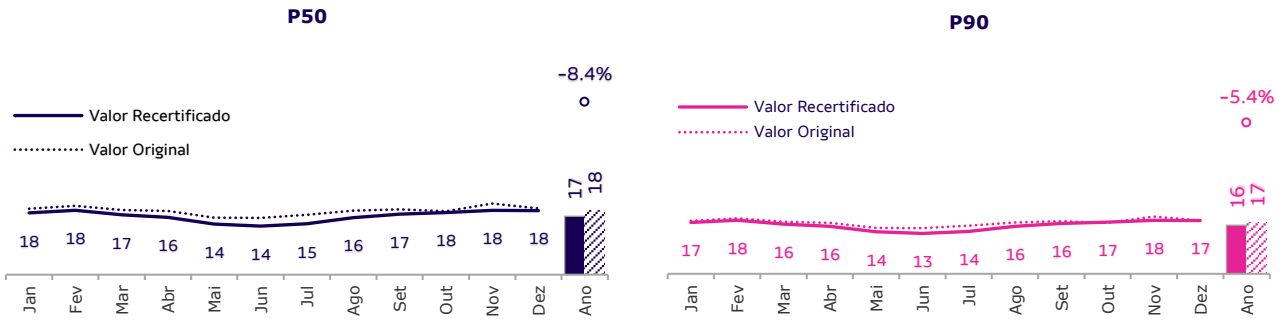


UFV Boa Hora

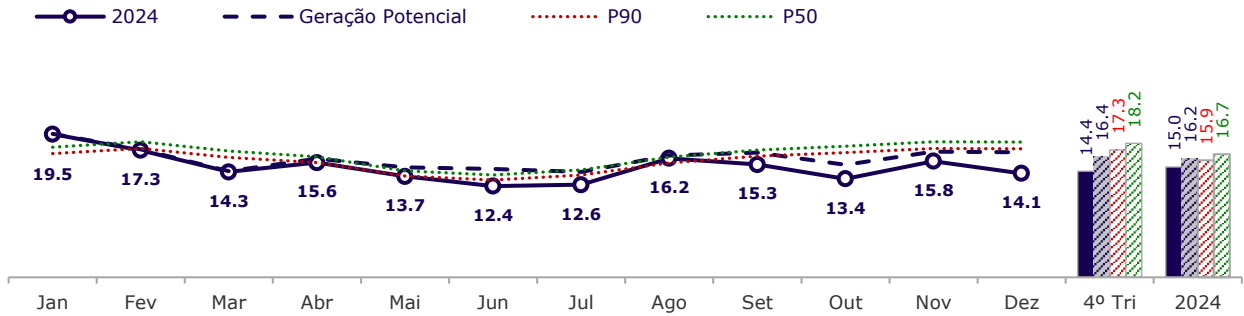
Características Técnicas

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Boa Hora	69,1	Huawei	Astronergy	246.240	99.360 de 330W 146.880 de 335W	Própria

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

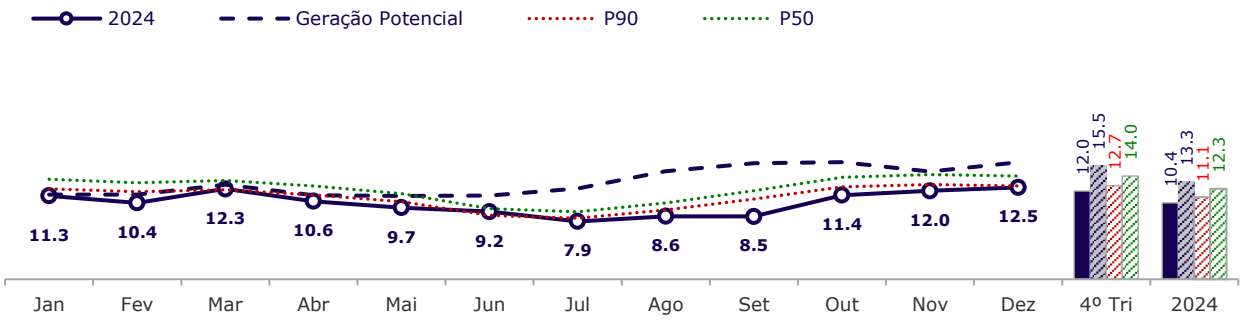


Sol do Piauí I

Características Técnicas

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 540W 52.316 de 545W	Própria

Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)

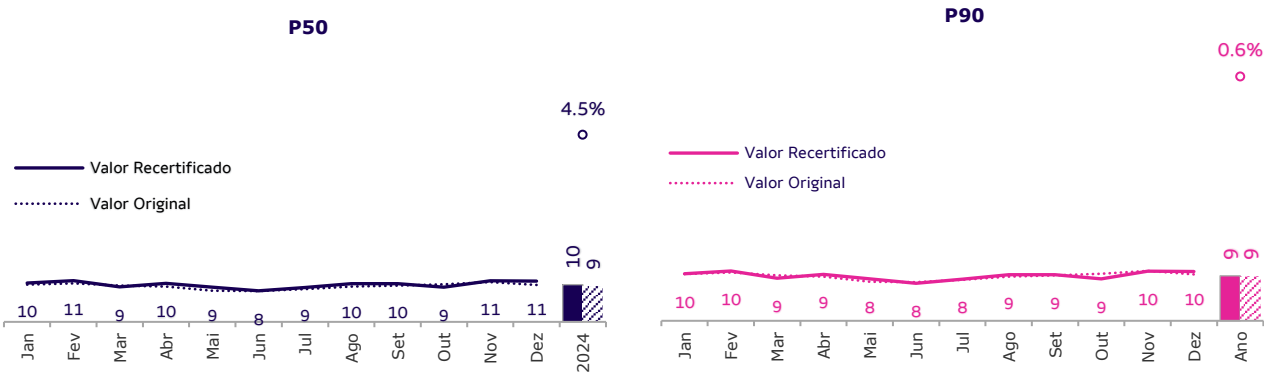


UFV Água Vermelha VII

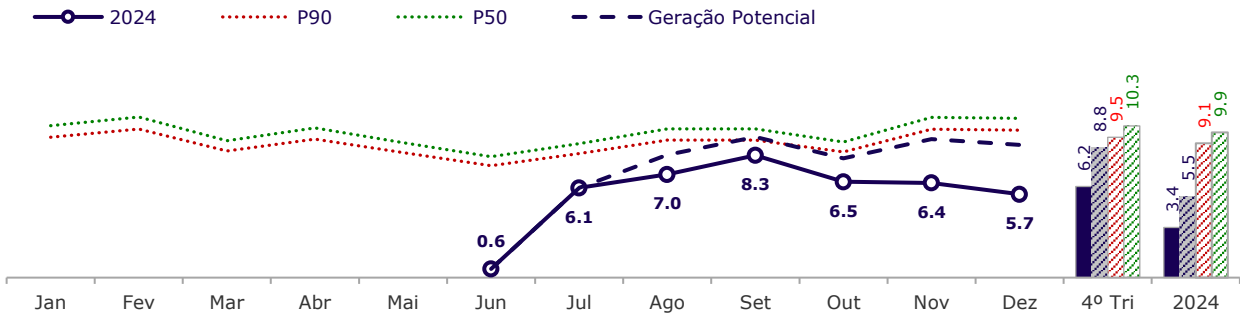
Características Técnicas

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Água Vermelha VII	33,2	Sungrow	JA Solar	73.660	5.568 de 540W 68.092 de 545W	Própria

Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



Geração de Energia e Valores Certificados para P50 e P90 (MW médios)





**4Q
24**

Earnings Release

FEBRUARY
2025

Conference Call

February 25, 2025

(in Portuguese with simultaneous translation into English)

11 a.m. (Brasilia) | **9 a.m.** (New York) | **2 p.m.** (London)

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

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

Contacts

Investor Relations

- **Mateus Ferreira** (Chief Financial and Investor Relations Officer)
- **Joaquim Spinola** (Executive Officer - M&A, New Businesses and Investor Relations)
- **Luiz Perez** (Executive Investor Relations Manager)
- **Larissa Siqueira** (Investor Relations Specialist)
- **Emille Reckia** (Investor Relations Specialist)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On December 31, 2024:

AURE3:

R\$ 8.77

Market Cap:

R\$ 9.2 billion

CONTENTS

Highlights.....	4
Message from Management	6
1. Energy Market.....	8
2. Performance by Business Unit	14
Generation	14
Hydroelectric Power	16
Wind Power.....	19
Solar Power.....	25
Auren Minority Stakes	30
Energy Trading	33
3. Consolidated Financial Performance.....	36
4. Integration With AES Brasil.....	44
5. Regulatory Matters.....	46
6. Material Information	49
Contingent Liabilities.....	49
Pension Plan – VIVEST	50
7. Appendices	52
Breakdown of Energy Sales Agreements in the Regulated Environment (ACR)	52
Operational Figures by Asset.....	53

Highlights

Auren Energia reaches a new milestone,
with **Adjusted EBITDA pro forma of R\$ 3.3 billion** in 2024

Important: due to the completion of the acquisition of AES Brasil Energia S.A. (currently Auren Participações) by Auren Energia S.A. ("Auren" or "Company") on October 31, 2024, the figures related to 2023 and 2024 are presented pro forma, considering the combined operations of both companies since January 2023 for comparative purposes (pro forma figures are not audited).

Beginning of a New Chapter in the Company's History: completion of the acquisition of AES Brasil ("Transaction") on October 31, 2024, resulting in the creation of Brazil's third largest energy generation company, with an installed capacity of 8.8 GW and a balanced portfolio among hydroelectric, wind and solar power generation.

Synergies Captured: after the completion of the Transaction, in November and December 2024, the capture of recurring PMSO synergies represented savings of R\$ 43.5 million. In a full year, these synergies could total R\$ 250 million. In addition, the non-recurring expenses of the Transaction (R\$ 79.6 million) were offset by saving initiatives totaling R\$ 85.0 million.

Operational Improvement of Acquired Assets: beginning of the implementation of the performance recovery plan for the acquired wind assets, with initiatives targeted at availability, reliability and performance. Since the closing of the Transaction, actions have been intensified, resulting in the resumption of around 60% of wind turbines that were out of operation on D1 (November 01, 2024) and continuous improvement of the failure rate.

Capital Structure Management: savings already achieved in the combined debt cost, with the issue of debentures worth R\$ 2.5 billion, at the competitive all-in cost of CDI+0.6%, in addition to the renegotiation with Itaú regarding the adjustment of the purchase option value for Guaimbê Holding's preferred shares, amounting to R\$ 1.1 billion at a CDI cost without a spread.

Consolidated Leadership in the Trading Segment: 6.2⁽¹⁾ average GW of energy traded in 2024, with significant presence in all markets where the Company operates (regulated market, corporate, wholesale and retail), ending another year with consistent results. The trading segment generated EBITDA of R\$ 202 million in 2024, with additional margin aggregation of R\$ 302 million of future energy contracts.

Adjusted EBITDA: with the completion of the Transaction, the Company recorded pro forma Adjusted EBITDA of R\$ 889.8 million in 4Q24 and R\$ 3.3 billion in 2024, with a cash conversion ratio⁽²⁾ of 59% in the quarter, demonstrating the Company's cash generation capacity for reducing leverage ratio. The Accounting Net Income⁽³⁾ totaled R\$ 272 million in 2024.

New format of the Earnings Release: reinforcing its commitment to transparency and continuous improvement in its communication with the market, the Company has revamped its earnings release, now presenting information by business segment: Generation, Trading and Ownership Interests.

⁽¹⁾ Volume corresponds to final sales in the corporate, wholesale and retail segments (sum of Auren, AES and Esfera), considering intercompany transactions.

⁽²⁾ Cash Conversion Ratio = Operating Cash Flow (after Income and Social Contribution Taxes cash, Working Capital, Sustaining Capex and Debt Service) / Adjusted EBITDA.

⁽³⁾ Accounting Net Income considers the results of Auren Participações (formerly AES Brasil) only after the closing of the Transaction (November and December).

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

Operational Highlights

Source	Generation (MWavg)					
	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Hydroelectric Power	2,062	2,463	-16.3%	1,856	2,333	-20.4%
Wind Power	1,234	1,074	14.9%	1,135	998	13.7%
Solar Power	189	70	169.7%	141	64	118.1%
Total - Own Assets	3,485	3,607	-3.4%	3,132	3,395	-7.8%
Minority Ownership Interests ⁽¹⁾	1,921	2,776	-30.8%	2,266	1,825	24.2%
Total - Own Assets + Interests	5,406	6,383	-15.3%	5,398	5,220	3.4%

Wind Assets	Availability					
	4Q24	4Q23	Var. (p.p.)	2024	2023	Var. (p.p.)
Average Availability	92.5%	93.2%	-0.7	89.8%	92.4%	-2.6
Average Availability ex-Tucano and Cajuína	94.2%	93.2%	1.0	93.4%	92.4%	1.9
Incorporated Assets ex-Tucano and Cajuína	92.1%	89.5%	2.5	92.0%	88.4%	3.8

Financial Highlights

R\$ million, Proforma	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Net Revenue	3,598.9	2,666.1	35.0%	11,250.8	9,557.4	17.7%
Generation	1,795.5	1,535.1	17.0%	6,088.6	5,515.5	10.4%
Trading	2,602.9	1,416.6	83.7%	7,079.8	4,908.3	44.2%
Holding and Pipeline ⁽²⁾	-	22.7	n.a.	-	81.8	n.a.
Eliminations	(871.1)	(354.0)	146.1%	(2,233.9)	(1,075.3)	107.7%
Adjusted EBITDA⁽³⁾	889.8	1,019.2	-12.7%	3,309.9	3,483.4	-5.0%
Generation	954.1	1,019.1	-6.4%	3,238.3	3,346.8	-3.2%
Trading	(31.3)	51.5	n.a.	202.1	295.1	-31.5%
Holding Company and Pipeline	(33.0)	(51.4)	-35.8%	(130.6)	(158.5)	-17.6%
Adjusted EBITDA Margin	24.7%	38.2%	-13.5 p.p.	29.4%	36.4%	-7.0 p.p.
Net Income (Loss)	(363.6)	220.2	n.a.	(32.6)	15.6	n.a.
Operating Cash Flow after Debt Service	527.9	579.9	-9.0%	1,881.8	2,167.7	-13.2%
Cash Conversion Ratio	59.3%	56.9%	2.4 p.p.	56.9%	62.2%	-5.4 p.p.
Net Debt ⁽⁴⁾	18,900.6	11,813.6	60.0%	18,900.6	11,813.6	60.0%
Leverage Ratio⁽⁵⁾	5.7x	3.4x	+2.3x	5.7x	3.4x	+2.3x

⁽¹⁾ Weighted by the indirect ownership interest held by Auren Energia.

⁽²⁾ Variation due to change in segment allocation between the years (company AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda, retail trader acquired from AES Brasil).

⁽³⁾ Adjustments detailed in the Financial Performance section.

⁽⁴⁾ Gross Debt subtracting Cash, Cash Equivalents, Financial Investments, Liquidity Fund (Reserve Account) and Bonds and Judicial Deposits, incorporating the fair value of derivatives (assets and liabilities) and leases classified according to the CPC06/IFRS 16-Leases standard.

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

Message from Management

The year 2024 marked a transformative period in Auren's history. We announced and completed the acquisition of AES Brasil, making us the 3rd largest energy generator in Brazil and consolidating our leadership in energy trading. After the Transaction, Auren's installed capacity is 8.8 GW, with 39 assets and a balanced portfolio among the hydroelectric, wind and solar power sources. The installed capacity of our portfolio is distributed as 54% hydroelectric assets, 36% wind assets, and 10% solar assets, closely aligning with what we consider to be the optimal portfolio, ensuring a diversity of sources that mitigate the risks of natural resource variability over time. In addition, it provides us with the necessary flexibility to offer various products to our clients, while we benefit from gains with generation modulation against the hourly basis of spot price.

Since the announcement of the Transaction on May 15, 2024, Auren has prepared a detailed plan for integration and synergy capture for each area of the Company, with actions to be implemented on day one (D1), one hundred days after the Transaction closing (D100) and 365 days after the Transaction closing (D365). On D1, 100% of the actions outlined in the integration plan were successfully completed without any issues. In early February, the Company concluded D100 with all actions completed and no deviation from the outlined plan, in addition to anticipating some actions initially planned for the post-D100 period.

Auren has been diligently working to realize the synergies, with value being captured more positively and rapidly than initially anticipated in the business plan created at the time of the transaction. Several milestones announced in connection with the acquisition of AES Brasil in May 2024 have already been achieved. In terms of People, Materials, Services and Other (PMSO) expenses, we disclosed an expectation of annual savings of approximately R\$ 120 million in corporate activities. Since the Transaction announcement in May, Auren's structure has been redesigned, and significant adjustments were made on D1, resulting in substantial savings in the corporate structure and workforce, with realized gains of approximately R\$ 120 million per year. On the Materials, Services and Other (MSO) front, the main savings were those associated with insurance, systems and travel. As from November 1, 2024, capturing recurring synergies has led to savings of R\$ 43.5 million. In a full year, savings from PMSO synergies can reach R\$ 250 million. In addition, the non-recurring expenses of the Transaction (R\$ 79.6 million) were offset by savings initiatives worth R\$ 85.0 million.

In the financial liability management front, in October 2024 the Company issued debentures at Auren Energia amounting to R\$ 2.5 billion, at an all-in cost of CDI + 0.6% p.a., to settle debts of Auren Participações (formerly AES Brasil) amounting to nearly R\$ 2.5 billion, at a cost of CDI + 1.65% p.a. In addition, we made prepayments of debts amounting to R\$ 410 million, linked to the CDI at a higher cost.

As to capital structure, we renegotiated the Shareholders Agreement with Itaú concerning the bank's preferred shares of the subsidiary Guaimbê, valued at approximately R\$ 1.1 billion. The factor that determines call option pricing was reduced from CDI + 1.7% p.a. to CDI + 0.0% p.a.

Beyond the financial synergies, the Company developed a detailed plan to recover the performance of the acquired wind assets, with initiatives focusing on availability, reliability and performance. Execution of the plan began on D1, resulting in the resumption of approximately 60% of wind turbines that were out of operation and the continuous reduction of failure rate. The Company has a detailed investment plan for asset recovery in 2025, including actions such as the replacement of major components, acquisition and replenishment of spare parts inventory, preventive maintenance actions, among others. Furthermore, Auren expects to complete by May the implementation, in all assets originating from AES, of the same performance management system used in Auren's assets prior to the transaction, which will provide accurate real-time operational data of each wind turbine. The expectation is to end 2025 with 95% availability in the acquired assets, which is two years ahead of the original plan and announcement.

Finally, significant new avenues for value creation are expected to develop over the coming months, including the unification of operational centers, migration of AES Brasil's systems to Auren's systems, standardization of third-party contracts and the enhancement of an efficiency-driven management culture across the Company.

After the Transaction, the Company operates with approximately 1,000 employees divided between our corporate office in São Paulo and operational areas. Since the closing of the Transaction, several actions for employee integration have been implemented, and climate surveys indicate a high degree of satisfaction. Our employees are highly engaged in capturing synergies in 2025, and the topic has become a compensation goal contracted by all teams.

We concluded 2024 as the leading company in Brazil's energy trading segment. Auren traded 6.2 average GW of energy in 2024 and consolidated its presence in the segments of large clients (corporate), medium-sized clients (wholesale) and retail. Last year, we acquired Esfera Energia, which allowed Auren to enter the energy management segment. In addition, we concluded the incorporation of GUD Energia, with Vivo to operate in the retail segment.

Due to the volatility of energy prices in the second half of 2024, our strategy of building and seeking the optimal generation portfolio, diversified among hydroelectric, wind and solar sources, alongside a robust trading company, proved to be successful. The combined portfolio generated modulation gains of approximately R\$ 58 million. This approach not only mitigated the risks associated with price fluctuations, but also maximized value creation, demonstrating the effectiveness of a well-balanced, resilient and diversified strategy.

Given the expectation for greater volatility in the energy market due to the evolution of Brazil's energy mix, this strategy will become even more relevant. The ability to swiftly adapt to price fluctuations and capitalize on the opportunities presented by various energy sources will be essential for maintaining competitiveness and securing results. Auren is well-positioned to tackle these challenges by continuing to invest in a diversified portfolio and in strategic partnerships that strengthen its market presence.

In terms of organic growth, the Company assessed the feasibility of the combined pipeline of greenfield projects and decided to develop the Cajuína 3 project, which belongs to the Cajuína cluster (1 and 2). The project is unique, as it has one of the highest capacity factors in Brazil, with over 60%, due to the characteristics of the terrain where it will be installed. In addition, part of the investment has already been executed with the construction of Cajuína 2. Cajuína 3 will have an installed capacity of 112 MW (approximately 70 average MW of physical guarantee), and the Cajuína complex will become a 796 MW wind cluster in Rio Grande do Norte. Thanks to our leadership in energy trading, we are in advanced discussions to trade all the output of this asset under the self-production model.

We concluded 2024 with Adjusted EBITDA of R\$ 3.3 billion in the pro forma perspective, which considers the numbers of Auren Participações (formerly AES Brasil) since January 2024. This result demonstrates the cash generation capacity of the combined companies, even in a year with atypical impacts from generation curtailment and the phased startup of significant new assets. We began 2025 with an additional 1.5 GW of installed capacity, considering the startup of Cajuína 1 and 2, Tucano and Jaíba. The additional cash generation from these assets, combined with the synergies from the acquisition of AES Brasil, will be important for the Company's deleveraging process, which ended the year at 5.7x Net Debt/Adjusted EBITDA. Note that despite a higher leverage ratio, Fitch maintained the Company's credit rating at the investment grade level.

On November 1, 2024, we began a new chapter in our history, confident in the potential of the Brazilian energy sector, optimistic in the face of the challenges and opportunities that arise and committed to creating value for our shareholders. In 2025, we will continue to focus on operational excellence and capital allocation discipline, while capturing value from synergies and maintaining our commitment to transparency with the market.

Once again, we thank our shareholders for their trust in our management and our employees for all the results achieved throughout 2024, thanks to their daily engagement and continuous dedication to the purpose and values that guide our Company.

Fabio Zanfelice
Chief Executive Officer

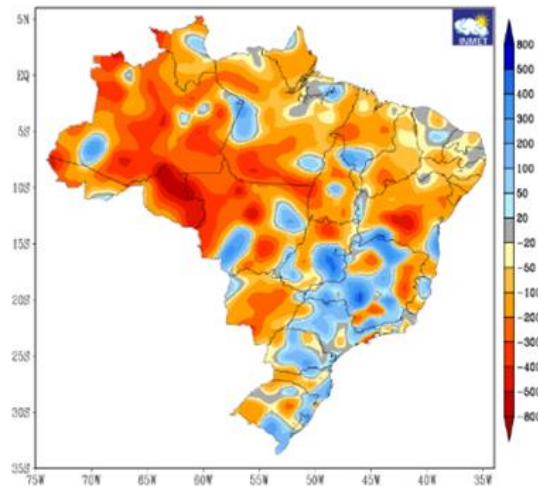
Mateus Ferreira
Chief Financial and Investor Relations Officer

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

1. Energy Market

The fourth quarter was marked by the beginning of the wet season in the Southeast, Midwest and Northeast regions, with a continuous increase in precipitation in the water basins where the main reservoirs of the National Interconnected System (SIN) are located, which represent approximately 93% of the total storage capacity. On the other hand, due to the complementarity of the hydrological regimes that operate in Brazil, there is a reduction in precipitation in the South region.

| Figure 1 | Precipitation Anomaly in 4Q24



Fonte: INMET (Portuguese abbreviation for National Institute of Meteorology)

Due to the advance of cold fronts towards the Southeast and the established atmospheric circulation pattern – which favored the formation of a humidity corridor between the North and Southeast, the last quarter of 2024 was characterized by above-average rainfall in part of the Southeast, especially in the basins with the most relevant reservoirs and greater potential for hydroelectric generation, while precipitation observed for the rest of the SIN was below average.

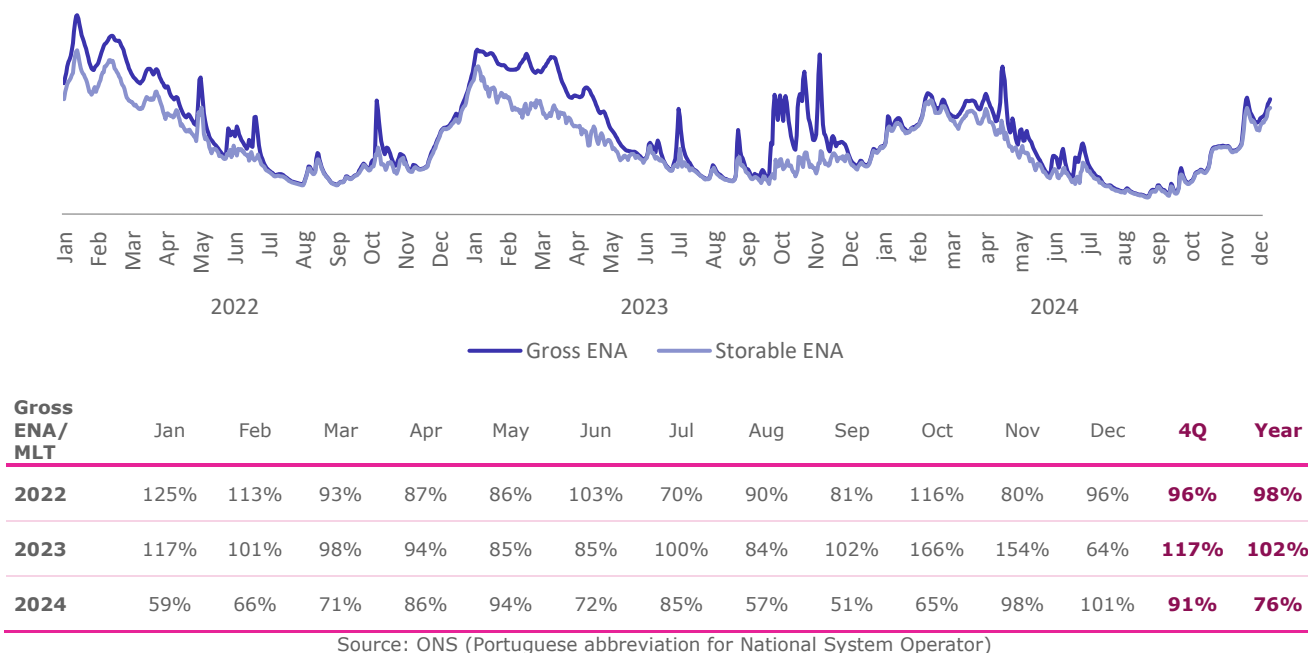
It is worth noting, however, that the improvement in climatic conditions contrasted with periods of hydrological drought throughout 2024, particularly in the 9 months leading up to the start of the fourth quarter.

From the perspective of the evolution of Affluent Natural Energy (ENA) in 4Q24, the months of October and November showed lower values than those observed in the same period of 2023. However, in December, ENA exceeded the value recorded in the previous year, due to the reversal of the climate condition observed throughout the year. In 4Q24, gross ENA corresponded to 91% of the Long-Term Average (LTA) vs. 117% in 4Q23, due to the intense rainfall observed in the South region, which has less storage capacity. Therefore, such intense rainfall did not translate as Storable ENA of the SIN in the same proportion, as shown in Chart 1.

Average Storable ENA, which represents the amount of ENA that can be stored in the reservoirs, was 87% of the LTA (from Portuguese, MLT – Média de Longo Termo) in 4Q24, up 14 p.p. from the Storable ENA values in 4Q23.

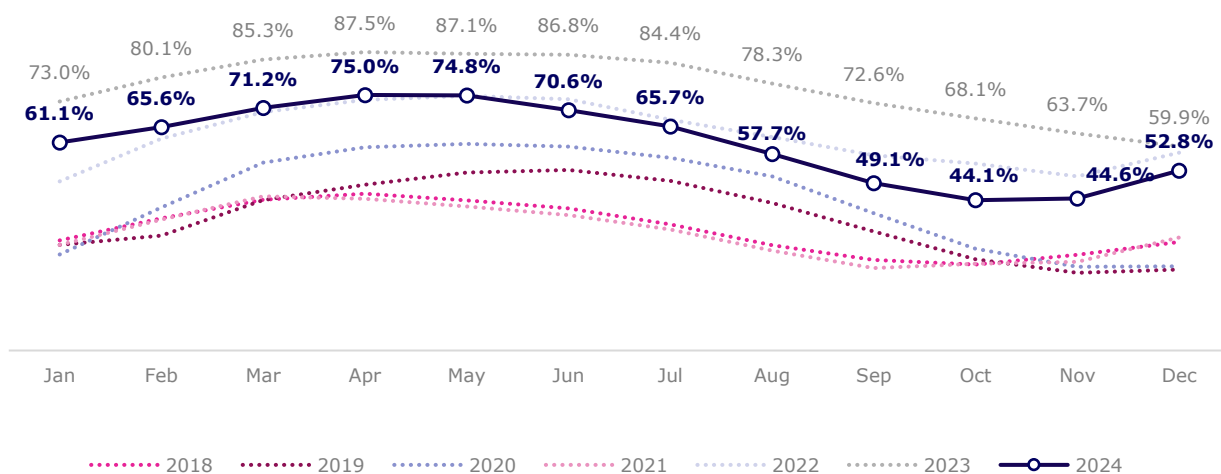
2024 recorded the worst ENA performance since the water crisis observed in 2021, marking it as the second worst year on record for the Southeast/Midwest (SE/MW) region. This scenario resulted in a significant impact on short-term prices, both in average values and in volatility, as presented in Chart 05.

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



As for the evolution of reservoir levels, the last quarter of the year saw an increase in stored volume due to higher rainfall in favorable locations. However, the level reached in December 2024 was 7.1 p.p. compared to the level recorded by the end of 2023.

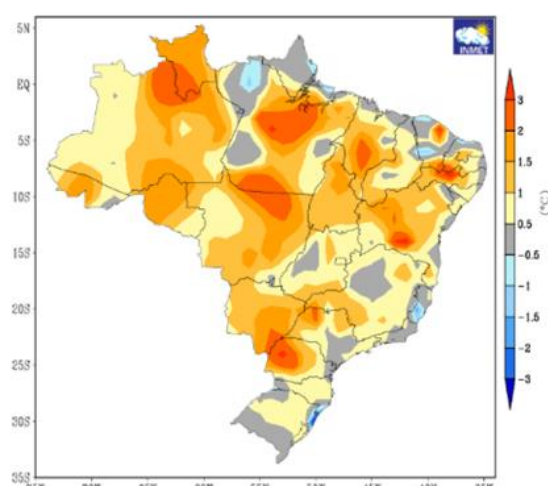
| Chart 2 | Reservoir Levels of the SIN (% Maximum Energy Stored)



October 2024 was marked by high temperatures across the country. However, the following months presented temperatures in line with the historical average in Brazil's main capitals due to cold fronts. In the Southeast, the negative anomalies were more significant in November, while in the South they occurred in December.

Energy load increased 0.8% in 4Q24 compared to 4Q23, representing additional consumption of 0.6 average GW, reflecting economic growth counterbalanced by the lower temperatures compared to the previous year.

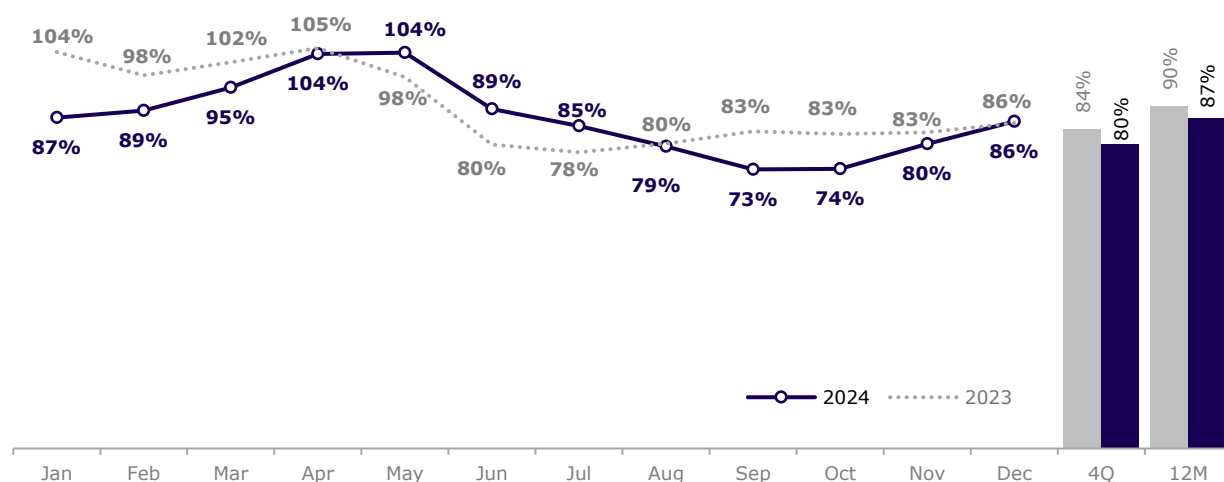
| Figure 2 | Anomaly of Maximum Air Temperature in 4Q24



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

Regarding the hydroelectric displacement (adjustment of the Energy Reallocation Mechanism, from Portuguese Mecanismo de Realocação de Energia – MRE), that is, the Generation Scaling Factor - GSF), according to the Electricity Trading Chamber (CCEE), the average amount observed in 4Q24 was 79.9% compared to 83.8% in 4Q23. The reduction in the MRE adjustment factor is explained by the lower hydroelectric generation in the period, due to the rise in short-term prices and consequent increase in thermoelectric dispatch in 4Q24.

| Chart 3 | Hydroelectric Displacement (GSF %)

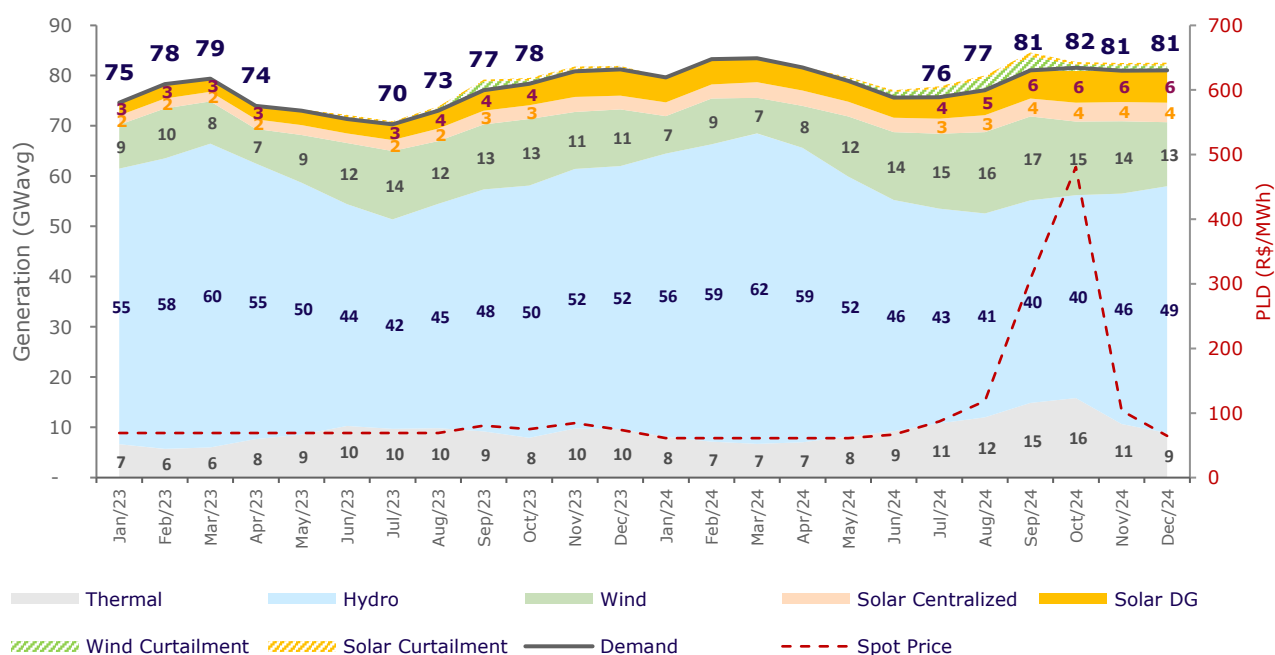


Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	77%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	84%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	80%	87%

Source: CCEE

The average Differences Settlement Price (PLD) for the SE/MW submarket was R\$ 217.59/MWh in 4Q24 and R\$ 128.17/MWh in 2024 (vs. average PLD of R\$ 77.70/MWh in 4Q23 and R\$ 72.16/MWh in 2023). The price increase in the periods was driven by the lower inflow recorded from January to October (2nd worst record for the SE/MW region), in addition to the increase in demand, thanks to the high temperatures throughout the year, influenced by the El Niño phenomenon. These combined factors resulted in the increased dispatch of thermoelectric plants to ensure the supply of the system, as demonstrated on Chart 4, as well as to meet demand during peak hours.

| Chart 4 | Renewable Generation by Source, Curtailment (average GW, ONS Data) and PLD (R\$/MWh)

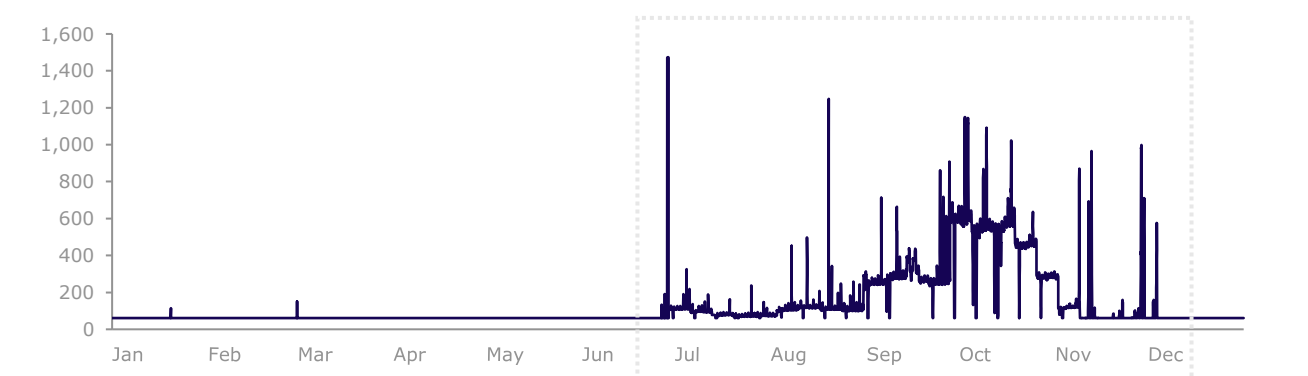


Source: ONS and CCEE

The most significant effects that increase Hourly PLD are typically recorded in the late afternoon and early evening. At these times, the energy demand remains high while solar generation is interrupted, resulting in lower energy supply and, consequently, increased prices.

As noted in Chart 5, volatility of hourly energy prices was observed in the second half of 2024, a period in which the diversification and strength of Auren's portfolio made a difference. In the second half of 2024, the average hourly volatility observed in the SE/MW region was about 32%, considering the days when PLD surpassed the minimum regulatory price of R\$ 61.07/MWh.

| Chart 5 | Hourly PLD - Southeast/Midwest Subsystem in 2024 (R\$/MWh)



Avg PLD	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
2022	62.9	55.7	55.7	55.7	55.7	55.7	66.3	76.9	56.1	55.7	55.7	55.7	55.7	59.0
2023	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	80.4	74.8	84.4	74.1	77.8	72.2
2024	61.1	61.2	61.1	61.1	61.1	66.4	87.1	118.8	307.6	480.8	103.5	64.8	216.4	127.9

Source: CCEE

Finally, according to data provided by the ONS, 4Q24 recorded generation cuts (curtailment) corresponding to 7.7% for the wind source and 12.9% for the solar source, both average values considering the SIN.

The generation cuts from wind and solar sources intensified after the blackout event on August 15, 2023. Following this event, the ONS increased restrictions on the energy exchange between the Northeast submarket and other regions.

The generation restrictions observed in the second half of 2024, shown in Chart 6, were marked by the combination of factors such as:

- Delay in the commissioning of transmission lines planned in the system expansion;
- The increase in installed capacity of intermittent sources due to the commissioning of new wind and solar generation projects (both centralized and distributed), as shown in Chart 4;
- The unfavorable hydrological scenario in the third quarter, which led to the need for dispatching thermal power plants based on merit order. The operational restrictions of these plants prevented them from operating only during hours when the price exceeded their variable cost, requiring their continued operation for additional periods. This effect is known as unit commitment;

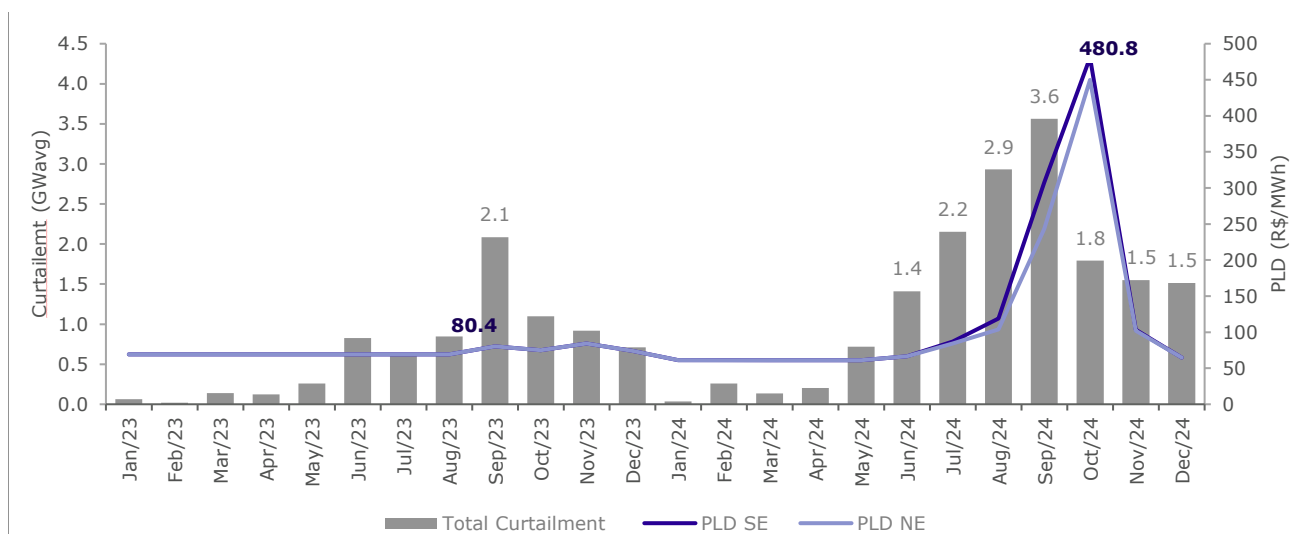
Combined with these factors, the short-term market price (PLD) in the months with the highest curtailment was higher and quite volatile, especially in October, when the level of R\$ 481/MWh was reached, increasing the financial impact of curtailment, chiefly for projects that sell energy in the Free Contracting Environment (ACL).

The generation cuts are not uniformly distributed among the regions of the country due to the energy exchange 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 distribution capacity in the Northeast region was heavily utilized due to the period of stronger wind resources. The delayed startup of the Pacatuba – Jaguaruana II (500 kV) transmission line further limited the distribution of the renewable energy produced in the region, leading to substantial cuts in wind and solar generation, which the ONS classified as a reliability risk for the system's operation. The startup of the Pacatuba line, combined with the expected reduction in wind generation due to the seasonality of the wind regime in 4Q24, resulted in a decrease of these cuts caused by system reliability reasons when compared to the previous quarter. The cuts applied to wind assets in the SIN for reliability reasons decreased from 9.2% to 3.1%, while the cuts imposed on photovoltaic assets decreased from 10.0% to 3.3%.

On the other hand, cuts due to excess energy production, classified as energy reason, increased in 4Q24, reflecting the higher thermal dispatch in October and November and the generation by projects that started operations in 2024.

| Chart 6 | Wind and Solar Power Generation Curtailment (average GW, ONS data) and PLD (R\$/MWh)



Source: CCEE

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

2. Performance by Business Unit

Important: The fourth quarter of 2024 marks the first release of the Company's energy balance following the completion of the acquisition of AES Brasil. The Transaction resulted in a generation portfolio with 4,112 average MW of physical guarantee, an increase of 2,304 average MW compared to 3Q24.

In line with the Company's commitment to transparency and continuous improvement of disclosure practices, this quarter Auren starts presenting its Energy Balance by segment (Generation, Trading and Ownership Interests), as well as the results of each segment.

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

Generation

In December 2024, Auren's operational installed capacity totaled 8,798.5 MW, of which 4,745.9 MW corresponds to hydroelectric power, 3,176.1 MW corresponds to wind power, and 876.4 MW corresponds to solar power. The Energy Balance of the Generation segment, its operational performance and financial results are presented below.

Energy Balance - Generation Segment

Table 2 shows the Company's combined Generation Energy Balance, as well as information on energy selling prices in the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL) by energy source. The breakdown of energy sale agreements in the regulated environment is available in the [Appendices](#) of this document.

The trading strategies adopted by Auren and AES Brasil before the acquisition were similar, which allowed for maintaining a high contracting level in the first three years of the Energy Balance, reducing the percentage of contracted energy in the medium and long term.

Auren maintains its high-level contracting strategy for the coming years, with 93% of the 2025 generation portfolio contracted, 89% for 2026 and 78% for 2027. These values correspond to the total physical guarantee of own assets, excluding the losses of the basic network and the MRE adjustment factor (GSF) only for 2024. In the other periods, the amounts are gross of GSF.

In the generation segment, the Company purchases energy from third parties to meet energy sales allocated to generation assets as well as exposures to the MRE.

Additionally, the Company's energy contracts are mostly adjusted by the IPCA (Portuguese abbreviation for the Broad Consumer Price Index) for the year.

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

Volume (Average MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Own Resources (A)	3,351	3,696	3,696	3,696	3,696	3,696
Physical Guarantee - Hydroelectric ⁽¹⁾	1,795	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012
Physical Guarantee - Wind ⁽²⁾	1,391	1,451	1,451	1,451	1,451	1,451
Physical Guarantee - Solar	166	233	233	233	233	233
Purchases for Resale (B)	1,113	606	515	498	470	386
Conventional	627	217	137	119	76	6
Incentivized	486	389	379	379	394	380
Total Resources (C = A + B)	4,464	4,302	4,212	4,194	4,166	4,082
Sales in the ACR (D)	1,087	1,084	1,084	1,084	1,190	1,084
Hydroelectric	230	230	230	230	336	230
Wind	792	789	789	789	789	789
Solar	65	65	65	65	65	65
Sales in the ACL (E)	3,330	2,912	2,657	2,198	1,881	1,359
Hydroelectric	2,631	2,163	2,005	1,546	1,229	707
Wind	610	594	587	587	587	587
Solar	89	156	65	65	65	65
Total Sales (F = D + E)	4,417	3,996	3,741	3,281	3,071	2,443
Generation Balance (C - F)	47	306	470	912	1,095	1,639
Conventional	13	202	253	658	737	1,274
Incentivized	34	104	217	255	358	365
Prices (R\$/MWh)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Average Selling Price⁽³⁾	176	192	182	195	201	213
ACR	253	261	263	263	261	263
Hydroelectric	288	298	301	301	282	301
Wind	236	244	246	246	246	246
Solar	324	337	337	337	337	337
ACL	151	166	150	163	163	174
Hydroelectric	142	154	133	147	144	152
Wind	184	199	198	198	199	199
Solar	184	207	187	184	183	183
Average Purchase Price⁽³⁾	144	177	168	170	167	170
Conventional	126	177	139	137	126	132
Incentivized	166	177	179	180	175	171

⁽¹⁾ The amounts consider: (a) the physical guarantee of own assets, net of the MRE adjustment factor (GSF) only for the period realized until December 2024, and, for the other periods, GSF is equal to 1; (b) excluding HPP Paraibuna's resources; and (c) the physical guarantee subject to GSF is 1,782, with protection for 230 MW from the UHE Porto Primavera. In return, the Company pays a monthly premium of R\$ 16.62/MWh, as established by ANEEL Normative Resolution No. 684/2015.

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

⁽³⁾ The amounts are net of PIS and COFINS. They include the entirety of ACR and ACL in the average selling price and only ACL in the average purchase price for conventional and incentivized energy.

Operational Performance - Generation

In this section, Auren presents its operational performance across the different sources that make up its portfolio. The production expectations based on the generation certifications at the 50th (P50) and 90th (P90) percentiles of the wind and solar complexes acquired from AES Brasil were recalculated during the due diligence process. These new references will now be used for the analyses presented in this document. The details of the certification updates, as well as the performance details by asset, are available in the [Appendix 2](#).

| Table 3 | Generation by Auren's Own Assets and Assets in which the Company holds a Non-controlling Interest

Source	Installed Capacity (MW) ⁽¹⁾	Generation (MWavg)					
		4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Hydroelectric Power	4,198	2,062	2,463	-16.3%	1,856	2,333	-20.4%
Wind Power	3,176	1,234	1,074	14.9%	1,135	998	13.7%
Solar Power	876	189	70	169.7%	141	64	118.1%
Total - Own Assets	8,251	3,485	3,607	-3.4%	3,132	3,395	-7.8%
Minority Ownership Interests ⁽²⁾	547	1,921	2,776	-30.8%	2,266	1,825	24.2%
Total - Own Assets + Interests	8,799	5,406	6,383	-15.3%	5,398	5,220	3.4%

Hydroelectric Power

Auren closes the year of 2024 with an installed hydroelectric capacity of 4,198 MW, representing an increase of 2,658 MW (208%) compared to 3Q24 due to the acquisition of AES Brasil. The number of assets also grew substantially, finishing 4Q24 with 10 hydroelectric plants, as shown in Table 04⁽³⁾.

| Table 4 | Key Characteristics of Own Hydroelectric Assets

Hydroelectric Plant	Installed Cap. (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	No of Generating Units	Unit Capacity of the Generating Unit (MW)	Commercial Operation Start Date	Concession End Date
Porto Primavera HPP	1,540	887	14	110.0	1999	Apr/56
Água Vermelha HPP	1,396	694	6	232.7	1978	Aug/32
Nova Avanhandava HPP	347	125	3	115.8	1982	Jul/32
Promissão HPP	264	94	3	88.0	1975	May/32
Bariri HPP	143	60	3	47.7	1969	May/32
Barra Bonita HPP	141	47	4	35.2	1963	Jun/32
Ibitinga HPP	131	67	3	43.8	1969	Aug/32
Euclides da Cunha HPP	109	47	4	27.2	1960	Jul/32
Caconde HPP	80	32	2	41.2 39.2	1966	May/32
Limoeiro HPP	32	14	2	16.0	1958	Sep/32

Power generated by Auren's hydroelectric assets reached 2.1 average GW in 4Q24, down 16.3% from 4Q23 (2.5 average GW). In 2024, the generation reached 1.9 average GW, a reduction of 20.4% from 2023 (2.3 average GW), due to the unfavorable hydrological scenario in 2024, especially in the first three quarters of the year.

⁽¹⁾ Excluding Paraibuna HPP.

⁽²⁾ Weighted by the indirect ownership interest held by Auren Energia.

⁽³⁾ The total assets exclude three SHPPs from the former AES Brasil portfolio, with a total capacity of 14.2 MW, as well as the HPPs with minority stakes, with a capacity of 547.5 MW.

| Chart 7 | Energy Generation and Physical Guarantee Values (average MW)



"As shown in Table 5, after three quarters marked by a severe hydrological recession, 4Q24 saw a recovery in precipitation levels and inflows to reservoirs compared to the values observed in 4Q23 in the Southeast and Midwest basins. The Affluent Natural Energy (ENA) was 10% higher than in 4Q23. However, despite the recovery in the hydrological scenario, the inflows were not sufficient to restore the storage levels of the SIN reservoirs by the end of 2024, as presented in Graph 2 in Section 1.

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

Period	ENA SE/MW Subsystem (MWavg)			ENA (% LTA) ⁽¹⁾	
	2024	2023	Var.	2024	2023
January	37,064	77,841	-52%	56%	119%
February	43,505	73,925	-41%	61%	105%
March	45,836	71,117	-36%	66%	103%
April	46,110	55,160	-16%	84%	101%
May	23,881	36,569	-35%	60%	92%
June	18,221	30,862	-41%	56%	95%
July	14,972	22,870	-35%	59%	89%
August	11,939	18,510	-36%	58%	90%
September	9,558	17,296	-45%	49%	88%
October	14,051	22,523	-38%	59%	95%
November	35,063	26,427	33%	112%	84%
December	45,925	28,114	63%	96%	59%

Period	ENA SE/MW Subsystem (MWavg)			ENA (% MLT) ⁽¹⁾	
	2024	2023	Var.	2024	2023
1Q	42,105	74,307	-43%	61%	109%
2Q	29,343	40,817	-28%	67%	96%
3Q	12,185	19,583	-38%	55%	89%
4Q	31,643	25,680	23%	89%	79%
2024	28,781	39,907	-28%	68%	93%

⁽¹⁾ Long-Term Average (LTA). Information available at ons.org.br - accessed in January 2025.

As shown in Table 6, at the end of 4Q24, the availability index verified in the Company's main hydroelectric power plants, such as Porto Primavera, Água Vermelha and Nova Avanhandava — which account for 78.2% of the Company's hydroelectric capacity considering all of its own HPPs and Small Hydropower Plants (SHPs) — is above the reference values established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). For the plants incorporated by Auren, whose values are below the references, a strategy was defined to review multi-year maintenance, aiming to increase the availability of these assets and ensure greater operational safety over the years.

| Table 6 | Availability of Plants Operated by Auren and ANEEL Reference

Power Plant	Installed Capacity (MW)	No of Generating Units	Unit Capacity of Generation Units (MW)	Verified Availability	ANEEL Reference Index
Porto Primavera HPP	1,540	14	110.0	96.8%	92.3%
Água Vermelha HPP	1,396	6	232.7	97.3%	93.9%
Nova Avanhandava HPP	347	3	115.8	95.9%	94.8%
Promissão HPP	264	3	88.0	91.0%	94.8%
Bariri HPP	143	3	47.7	92.2%	93.4%
Barra Bonita HPP	141	4	35.2	88.6%	94.6%
Ibitinga HPP	131	3	43.8	93.6%	93.8%
Euclides da Cunha HPP	109	4	27.2	97.4%	94.6%
Caconde HPP	80	2	41.2 39.2	94.5%	94.6%
Limoeiro HPP	32	2	16.0	95.9%	94.6%

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

Wind Power

Until October 31, 2024, Auren had an installed wind power capacity of 982 MW, concentrated in a cluster on the border between the states of Piauí and Pernambuco, represented by the Ventos do Araripe III and Ventos do Piauí I, II, and III wind farms. With the acquisition of AES Brasil, 10 new sites were incorporated, adding an installed capacity of 2,194 MW. As a result, Auren's wind generation portfolio now totals 3,176 MW, with a fleet of 1,182 wind turbines, as shown in Table 07.

| Table 7 | Technical Characteristics of Wind Complexes

State	Wind Complex	Installed Cap. (MW)	No. of Wind Turbines	Manufacturer	Model (Capacity)	O&M Model ⁽¹⁾
PI	Ventos do Araripe III	358	156	GE	GE 2X (2.3 MW e 2.4 MW)	FSA
	Ventos do Piauí II	211	47	Vestas	V150 (4.5 MW)	FSA
	Ventos do Araripe I	210	105	Siemens Gamesa	G95 (2.0 MW)	Insourced
	Ventos do Piauí III	207	46	Vestas	V150 (4.5 MW)	FSA
	Ventos do Piauí I	206	98	Siemens Gamesa	G114 (2.1 MW)	FSA
PE	Caetés	182	107	GE	GE100 / GE1.6 (1.7 MW / 1.68 MW)	OSA
RN	Cajuína	684	120	Nordex	N163 (5.7 MW)	FSA
	Ventus	187	112	Alstom	ECO86 (1.67 MW)	Insourced
	Salinas	50	24	Suzlon	S88 / S95 / S97 (2.1 MW)	Insourced
CE	Mandacaru	108	53	Siemens Gamesa and Suzlon	S88 / S95 (2.1 MW) G97 (2.0 MW)	Insourced
BA	Alto Sertão II	386	230	GE	GE 1.6 (1.68 MW / 1.62 MW)	OSA
	Tucano	322	52	Siemens Gamesa	SG 6.2 (6.2 MW)	FSA
RS	Cassino	64	32	Siemens Gamesa	G97 (2.0 MW)	FSA
Total		3,176	1,182	-	-	-

In 4Q24, the availability of fully operational assets reached 94.2% of installed capacity (excluding Tucano and Cajuína), an increase of 1.0 p.p. compared to 4Q23. For the full year 2024, availability was 93.4%, up 1.0 p.p. from 2023, which ended the year at 92.4%.

Considering only the incorporated assets, availability was 92.1% in 4Q24, showing improvement of 2.6 p.p. compared to 4Q23 (89.5%). At Mandacaru, the only complex whose availability decreased in 4Q24 (76.7%) vs. 4Q23 (81.2%), there were preventive shutdowns of wind turbines, given that predictive inspections identified the need for blade adjustments. In November and December, Auren's Operation and Maintenance team began the execution of the asset recovery plan. In Caetés and Alto Sertão, for example, availability in 4Q24 was 95.6% and 92.7%, respectively, an improvement of 2.6 p.p. and 1.9 p.p., respectively, compared to 4Q23. In Cajuína, which was in operational ramp-up throughout 2024, availability was 92.7% in 4Q24, showing a significant improvement over the year.

⁽¹⁾ FSA (Full Scope Agreement) is a comprehensive contract that covers full maintenance and long-term services for equipment. OSA (Operation Service Agreement) is a contract focused on the operation and maintenance of assets, excluding parts and major repairs.

| Table 8 | Availability of Wind Complexes

State	Wind Complex	Installed Cap. (MW)	O&M Model	Availability					
				4Q24	4Q23	Var. (p.p.)	2024	2023	Var. (p.p.)
PI	Ventos do Araripe III	358	FSA	96.2%	96.4%	-0.2	96.2%	96.3%	-0.1
	Ventos do Piauí II	211	FSA	98.4%	98.5%	-0.1	98.6%	98.3%	0.3
	Ventos do Araripe I	210	Insourced	93.6%	87.4%	9.2	92.6%	87.5%	5.1
	Ventos do Piauí III	207	FSA	97.1%	99.1%	-2.0	95.7%	98.8%	-3.1
	Ventos do Piauí I	206	FSA	95.4%	97.6%	-2.2	96.7%	96.1%	0.6
PE	Caetés	182	OSA	92.7%	90.8%	1.9	94.0%	89.0%	5.0
RN	Cajuína	684	FSA	92.8%	-	-	83.9%	-	-
	Ventus	187	Insourced	88.4%	84.6%	3.8	86.5%	83.4%	3.1
	Salinas	50	Insourced	96.0%	94.4%	1.6	95.9%	91.9%	4.0
CE	Mandacaru	108	Insourced	76.7%	81.2%	-4.5	81.2%	78.8%	2.4
BA	Alto Sertão II	386	OSA	95.6%	93.0%	2.6	95.8%	92.5%	3.3
	Tucano	322	FSA	80.5%	-	-	72.5%	-	-
RS	Cassino	64	FSA	97.5%	96.6%	0.9	97.9%	93.6%	4.3
Average Availability		-	-	92.5%	93.2%	-0.7	89.8%	92.4%	-2.6
Average Availability ex-Tucano and Cajuína		-	-	94.2%	93.2%	1.0	93.4%	92.4%	1.9
Incorporated Assets ex-Tucano and Cajuína		-	-	92.1%	89.5%	2.5	92.0%	88.4%	3.8

The average wind speed in 4Q24 was in line with that of 4Q23.

| Table 9 | Average Wind Speed of Wind Complexes

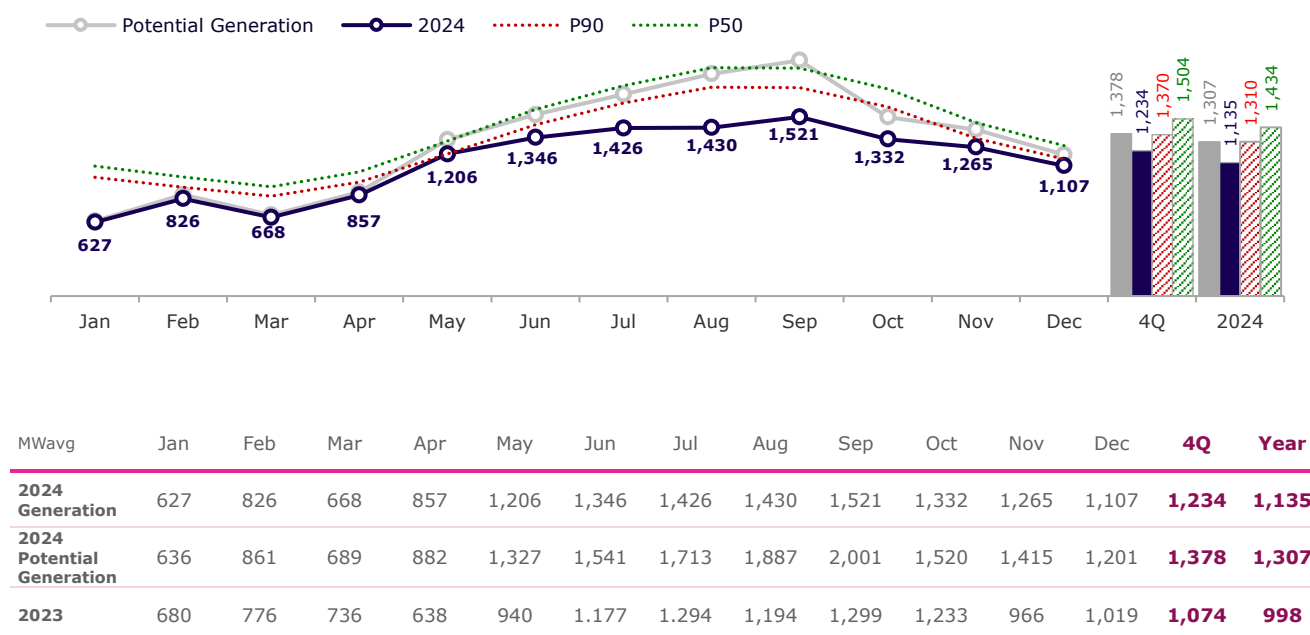
State	Average Wind Speed (m/s)	Installed Cap. (MW)	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
PI	Ventos do Araripe III	358	6.8	7.2	-4.6%	7.5	7.5	0.1%
	Ventos do Piauí I	211	6.8	6.9	-2.1%	7.3	7.2	2.5%
	Ventos do Piauí II	210	7.8	7.9	-2.3%	8.4	8.3	1.8%
	Ventos do Piauí III	207	7.3	7.5	-2.0%	8.1	7.9	2.4%
	Ventos do Araripe I	206	7.1	8.0	-10.9%	7.7	8.3	-6.6%
PE	Caetés	182	9.0	8.2	10.5%	7.5	7.5	0.7%
RN	Mandacaru	684	9.3	9.5	-1.9%	7.4	8.0	-7.1%
	Salinas	187	8.4	8.5	-1.6%	7.2	7.7	-5.6%
	Ventus	50	7.4	7.8	-5.5%	6.4	7.1	-10.1%
CE	Cajuína	108	9.2	8.7	5.1%	7.5	8.7	-14.1%
BA	Tucano	386	9.0	8.5	6.0%	7.9	8.2	-3.4%
	Alto Sertão II	322	7.7	7.8	-1.3%	8.4	8.3	1.3%
RS	Cassino	64	7.2	7.6	-4.7%	6.8	7.0	-2.5%

In 2024, the energy production of Auren's consolidated wind portfolio reached 1.1 average GW, 13.7% higher than in 2023 (1.0 average GW), mainly due to the definitive commissioning of the Tucano and Cajuína Wind Complexes. Compared to the expected P90 generation, production was 13.4% lower and compared to the average expected generation (P50), it was 20.8% lower, as shown in Chart 8.

These variations were primarily driven by generation restrictions (curtailment) in the consolidated portfolio and lower-than-expected wind resources, especially in the Piauí cluster in 4Q24. In the fourth quarter of 2024, energy production was 1.2 average GW, 14.9% higher than in 4Q23 (1.1 average GW), representing 82.1% of the P50 certification and 90.1% of the P90 certification. However, in December, wind energy production was already aligned with P90.

Chart 8 presents a monthly comparison of actual generation, potential generation (actual generation plus the portion of energy not produced due to curtailment restrictions), and the 50th and 90th percentiles of certifications. It is observed that, if not for the curtailment of 172.1 average MW, 2024 generation (gray lines and bars) would have reached 99.7% of the P90 certification. Additionally, production was impacted by the lower performance of assets acquired from AES Brasil, which exhibited availability levels below design specifications, affecting wind farm output.

| Chart 8 | Consolidated Assets – Energy Generation, Potential Generation⁽¹⁾ and Certified Values for P50 and P90 (Average MW)

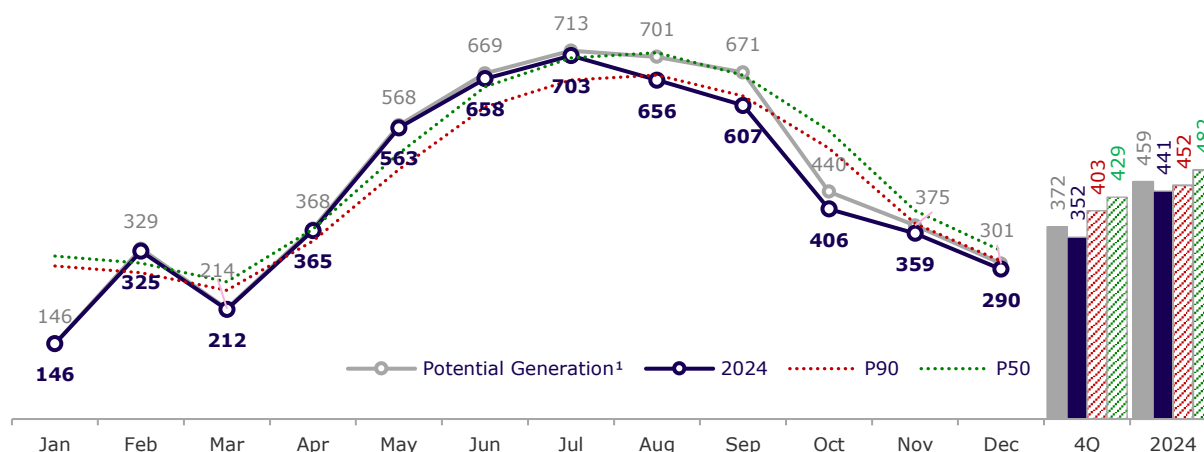


In this regard, considering the operational and geographical differences between Auren's original assets and those incorporated following the acquisition of Auren Participações (formerly AES Brasil), it is important, at this initial stage, to assess the performance of each portfolio individually. This approach allows for a better understanding of the specific characteristics of each asset base, including their operating conditions and generation patterns, enabling more precise monitoring of the combined portfolio's evolution.

The potential energy generation of the wind assets that comprised Auren's portfolio before the transaction with AES Brasil reached 459.1 average MW in 2024, as shown in Chart 9, exceeding the expected P90 generation by 1.1% and falling 5.1% short of the P50. In 4Q24, the potential generation was 371.8 average MW, in a quarter marked by lower-than-expected wind resources and restrictions that impacted generation. Compared to the expected P90 generation, 4Q24 production was 7.8% lower, and compared to the expected P50 generation, it was 13.4% lower.

⁽¹⁾ Consider the sum of the total volume of energy generated and the total volume of curtailment in the wind portfolio.

| Chart 9 | Assets that were part of Auren's portfolio before the AES acquisition – Energy Generation, Potential Generation⁽¹⁾ and Certified Values for P50 and P90 (Average MW)

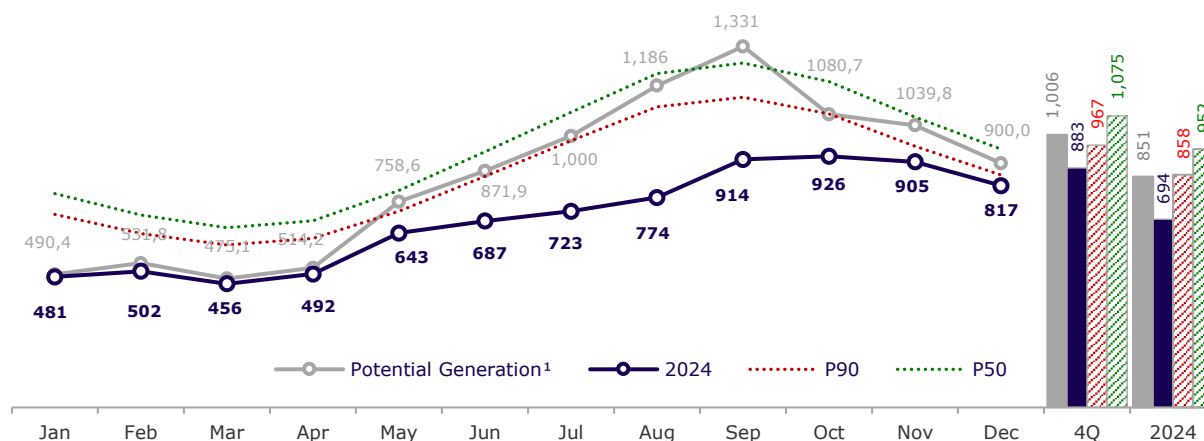


MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
2024 Generation	146	325	212	365	563	658	703	656	607	406	359	290	352	441
2024 Potential Generation	146	329	214	368	568	669	713	701	671	440	375	301	372	459
2023	251	299	317	278	482	609	656	569	623	503	323	385	405	442

The potential generation of the wind assets incorporated by Auren reached 851.3 average MW in 2024, as shown in Chart 10. Compared to the expected P90 generation, production was 0.8% lower, and compared to the expected P50 generation, it was 10.6% lower. In the fourth quarter, potential generation reached 1,006.5 average MW, 4.1% above the expected P90 generation, and 6.4% below the expected P50 generation, mainly due to the resumption of major component replacements and proactive inspections on wind turbines to recover and increase availability levels.

⁽¹⁾ Consider the sum of the total volume of energy generated and the total volume of curtailment in the wind portfolio.

| Chart 10 | Assets Incorporated with the Acquisition of AES Brasil – Energy Generation, Potential Generation⁽¹⁾ and Certified Values for P50 and P90 (average MW)



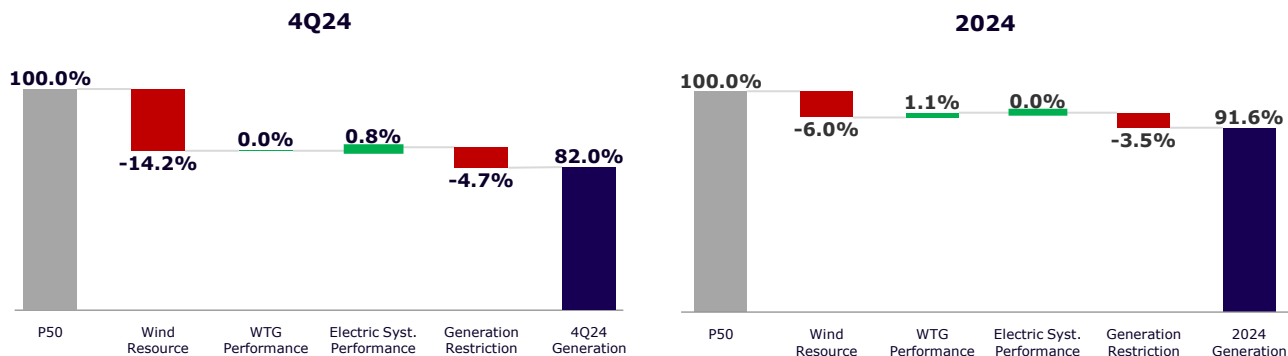
MWavg	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
2024 Generation	481	502	456	492	643	687	723	774	914	926	905	817	883	694
2024 Potential Generation	490	532	475	514	759	872	1,000	1,186	1,331	1,081	1,040	900	1,006	851
2023	429	477	419	360	458	568	639	624	677	730	643	634	669	555

| Table 10 | Generation by Wind Complexes and Generation Performance in relation to Certification

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	Generation (MWavg)						Reference %			
		4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4Q24	P50 4Q24	P90 2024	P50 2024
Ventos do Araripe III	358	120.8	142.6	-15.3%	153.3	155.7	-1.5%	-16.2%	-20.8%	-5.6%	-10.8%
Ventos do Piauí II	211	85.4	95.2	-10.3%	104.0	101.9	2.1%	-4.5%	-11.0%	4.2%	-2.9%
Ventos do Araripe I	210	66.0	73.9	-10.7%	81.2	86.1	-5.7%	-12.3%	-20.0%	-3.0%	-11.5%
Ventos do Piauí III	207	75.3	85.7	-12.1%	93.5	94.5	-1.1%	-11.0%	-17.3%	-1.9%	-8.8%
Ventos do Piauí I	206	70.3	81.1	-13.2%	90.2	90.0	0.2%	-17.0%	-21.5%	-4.7%	-9.8%
Caetés	182	103.9	96.6	7.6%	78.6	80.5	-2.4%	9.7%	-0.2%	-4.3%	-12.9%
Cajuína	684	312.1	123.8	152.1%	171.8	47.4	262.4%	-10.1%	-21.6%	-39.9%	-47.6%
Ventus	187	46.4	49.8	-6.8%	33.7	39.9	-15.5%	-17.2%	-25.0%	-25.1%	-32.1%
Salinas	50	20.9	21.8	-4.00%	14.2	17.0	-16.30%	-9.90%	-17.20%	-23.20%	-29.4%
Alto Sertão II	386	122.4	143.6	-14.7%	142.7	164.3	-13.2%	-17.2%	-22.9%	-10.2%	-16.4%
Tucano	322	140.8	84.6	66.4%	116.2	65.7	76.9%	-10.6%	-17.2%	-12.1%	-18.6%
Mandacaru	108	45.1	50.4	-10.6%	32.0	34.0	-5.9%	3.5%	-10.0%	-0.1%	-13.1%
Cassino	64	24.9	24.8	0.10%	23.5	20.7	13.60%	14.40%	4.20%	16.40%	6.0%
Total	3,176	1,234.4	1,073.9	14.9%	1,134.7	997.6	13.7%	-9.9%	-17.9%	-13.4%	-20.7%

As per Chart 11, assessing the aggregate results of the wind assets based on the technical parameters of the projects, the performance of wind generation by assets originating from Auren before the acquisition of AES was impacted by lower wind resources and generation restrictions in 4Q24 (especially in October) and in 2024. The quarter ended with production 18.0 p.p. below the expected generation based on P50, with 14.2 p.p. explained by wind resources and 4.7 p.p. due to curtailment, offset by a positive performance of 0.8 p.p. related to the electrical system of the wind farms.

| Chart 11 | Performance of Auren's Wind Generation Assets in 4Q24 and 2024 (P50 on a 100 basis)



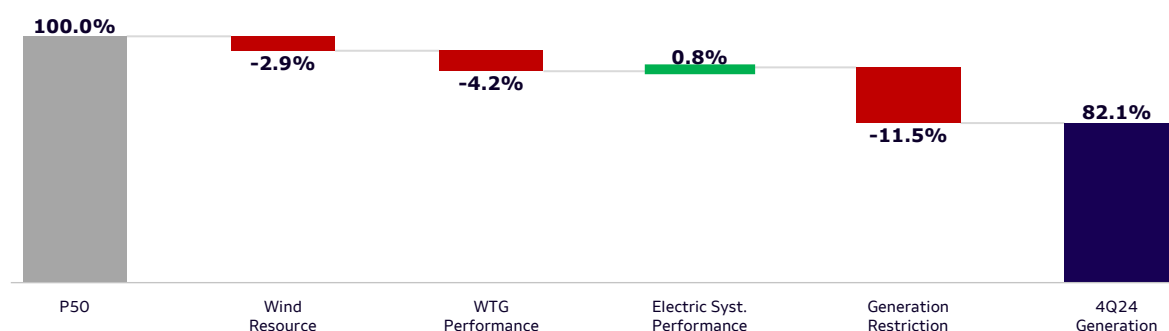
For the incorporated wind assets (from AES Brasil), the production recorded in 4Q24 was 82.1% of the expected value, in line with the value observed for the assets that comprised Auren's portfolio before the transaction. However, the variables that led to the below-expected performance differ from those explaining the results of Auren's assets. The incorporated assets were negatively impacted by wind turbine performance, while Auren's assets had better-than-expected wind turbine performance. On the other hand, the impact of wind resources on the incorporated assets was less significant than that observed in Auren's assets, as the former are geographically spread across multiple states, while Auren's assets are concentrated in a single cluster installed in southern Piauí.

In summary, curtailment was the main cause of the production shortfall, both for the quarter and the year, followed by the performance of assets that recently completed their commercial operation entry, specifically Tucano (-14%) and Cajuína (-6%), partially offset by good results from the Ventus (+9%) and Mandacaru (+2%) parks.

It is important to emphasize that Auren's management is focused on recovering the performance of its newly incorporated assets through its wind farm performance optimization plan.

Further details of this plan are outlined in [Section 4](#) of this document.

| Chart 12 | Wind Generation Performance in 4Q24 of Assets Incorporated with the Acquisition of AES Brasil (P50 on a 100 base)



Regarding consolidated generation, the curtailment in 4Q24 amounted to 143.7 average MW, representing 10.4% of the potential generation⁽¹⁾ for the period, significantly lower than in 3Q24, which totaled 14.1%⁽¹⁾. This dynamic is mainly due to the methodological changes implemented by the National Electricity System Operator (ONS) in September, the commissioning of the Pacatuba – Jaguaruana II transmission line in October, and the characteristics of winds in the periods. On September 17, 2024, the ONS implemented a new methodology for generation curtailment, adopting a more regionalized approach that prioritizes areas with higher overload in the power grid. According to ONS, the new methodology increases the reliability of the SIN and allows a more balanced distribution of generation restrictions, preventing them from being concentrated in a specific group of generators or in certain regions. These changes, combined with the commissioning of the Pacatuba transmission line and the seasonal characteristics of winds, contributed to the reduction of generation cuts in the fourth quarter of 2024.

⁽¹⁾ Considering the sum of the total energy generated and the total curtailed generation in the wind portfolio.

Solar Power

With the acquisition of AES Brasil, Auren's photovoltaic generation portfolio increased by 328 MWac to the 548 MWac of installed capacity already in place before the transaction, totaling an installed capacity of 876 MWac.

| Table 11 | Technical Characteristics of the Solar Complexes

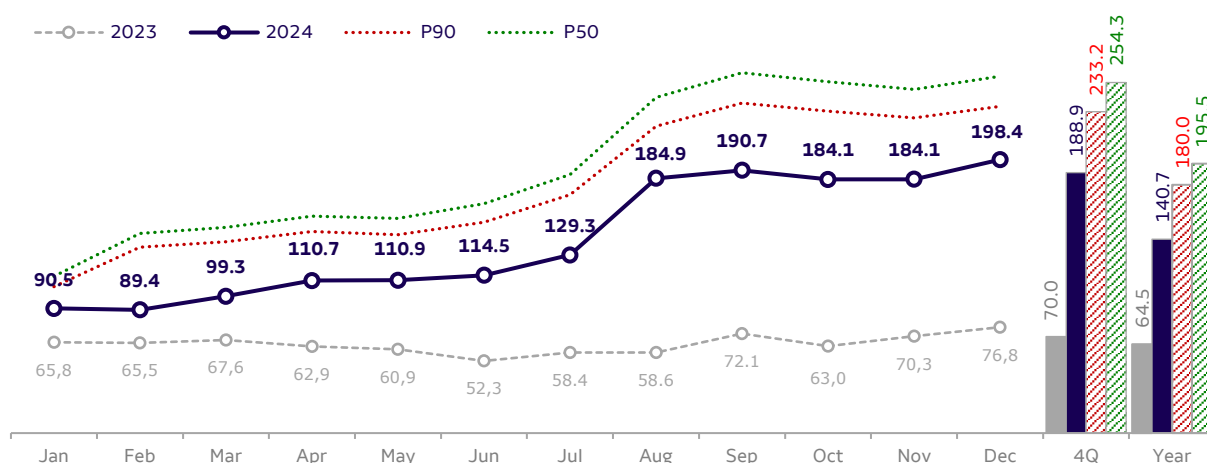
State	Solar Complex	Installed Capacity (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	O&M Model
MG	Sol do Jaíba V	500	Huawei	Canadian	957,066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Insourced
PI	Sol do Piauí I	48	Sungrow	Canadian	107,184	54.868 de 540W 52.316 de 545W	Insourced
SP	Guaimbê	150	Ingeteam	BYD	557,550	381.150 de 320W 176.400 de 325W	Insourced
	Água Vermelha Solar	76	Ingeteam	Astronergy	276,520	276.520 de 340W	Insourced
	Boa Hora	69	Huawei	Astronergy	246,240	99.360 de 330W 146.880 de 335W	Insourced
	Água Vermelha VII	33	Sungrow	JA Solar	73,660	5.568 de 540W 68.092 de 545W	Insourced
Total		876	-	-	2,218,220	-	-

With total installed capacity of 876.4 MWac, after the commissioning of Sol do Jaíba (500.0 MWac) and the integration of the assets acquired from AES Brasil (Guaimbê, Água Vermelha and Boa hora), the Company is approaching what we consider to be the optimal portfolio for solar power. These farms are fundamental to the Company's energy mix, given the stability of the solar resource and its complementarity with the other sources.

Solar power generation by Auren's solar assets reached 188.9 average MW in 4Q24, 169.7% higher than in 4Q23 (70.0 average MW), mainly due to the startup of Sol de Jaíba and Água Vermelha VII. Generation was 19.0% lower than expected for P90 and 25.7% lower than the average generation (P50), mainly due to generation curtailment.

In 2024, solar power generation reached 140.7 average MW, 118.1% higher than in 2023 (64.5 average MW), mainly due to the startup of the new farms. Generation was 21.8% lower than expected for P90 and 28.0% lower than the average generation (P50), mainly due to generation curtailment and the ramp-up period of Sol do Jaíba.

| Chart 13 | Solar Assets – Power Generation and Certified Values for P50 and P90 (average MW)



| Table 12 | Generation by Solar Complexes and Generation Performance in relation to Certification

Solar Complex	Installed Cap. (MW)	Generation (MWavg)						Reference %			
		4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.	P90 4Q24	P50 4Q23	P90 2024	P50 2023
Sol do Jaíba	500	116.4	-	-	68	-	-	-18.7	-26.9	-29.5	-36.7
Guaimbê	150	25.0	33.0	-24.2%	28.4	30.7	-7.5%	-21.2	-23.4	-4.9	-7.6
Água Vermelha Solar	76	14.9	19.4	-22.9%	15.6	17.6	-11.7%	-20.8	-24.8	-10.6	-15.1
Boa Hora	69	14.4	17.7	-18.5%	15	16.2	-7.3%	-16.7	-20.8	-5.7	-10.4
Sol do Piauí I	48	12.0	-	-	10.4	-	-	-6.7	-15.5	-8.7	-17.3
Água Vermelha VII	33	6.2	-	-	3.4	-	-	-35	-39.8	-62.7	-55.0
Total	876	188.9	70.0	169.7	140.7	64.5	118.1	-19.0	-25.7	-21.8	-28.0
Subtotal⁽¹⁾	295	6.2	54.3	70.1	59	64.5	-8.5%	-20.0	-23.2	-14.0	-17.4

Generation curtailment had a significant impact both on the fourth quarter of 2024 and the full year. In 4Q24, curtailment resulted in a reduction of 47.4 average MW in generation. If curtailment had not occurred, generation would have reached 92.9% of P50 and 101.3% of P90. For 2024, generation curtailment impacted 30.9 average MW. Without these constraints, generation would have reached 87.8% of P50 and 95.3% of P90.

⁽¹⁾ Subtotal referring only to Guaimbê, Água Vermelha and Boa Hora, which have comparable bases in 4Q24 vs. 4Q23. The other complexes were not 100% operational in the periods analyzed.

Curtailment

In 2024, the combined impact of generation restrictions on wind and photovoltaic solar assets was 203 average MW. A significant portion of the curtailment during the period occurred due to the delay in the commercial operation start of the Pacatuba – Jaguaruana II transmission line, located between the states of Ceará and Rio Grande do Norte, which began operations on October 15, 2024. Another factor that impacted the restriction effects on the National Interconnected System (SIN) was the increased dispatch of thermoelectric plants.

On the other hand, the Company's current diversified portfolio showed significant gains regarding its generation profile against short-term price fluctuations (PLD). As mentioned in Section 1, the first three quarters of 2024 were marked by a very dry hydrological scenario. Given this context and the increase in intermittent sources in the Brazilian energy matrix, the PLD showed considerable volatility between the end of June and early December 2024 in response to this scenario, even in a structurally oversupplied system, as shown more specifically in Chart 5.

Due to its balanced installed capacity portfolio – 54% hydroelectric, 36% wind, and 10% photovoltaic solar – Auren achieved very positive results when its generation profile was aligned with the short-term price. Since most of the energy sales contracts have a constant (flat) profile, the differences between generation and contracts are settled in the short-term market, and a larger portion of generation is settled during higher-price periods. Based on generation and hourly price data for 2024, the modulation of assets with contracts in the ACL brought a gain of approximately R\$ 58 million to Auren.

For the year, considering the ONS criteria, the financial impact of curtailment across all assets in the combined portfolio was R\$ 202 million. Of this amount, R\$ 22 million relates to cuts due to external unavailability (REL), subject to reimbursements. Excluding reimbursable effects, the gains obtained by the Company through modulation, as mentioned above, helped mitigate part of the curtailment effect, resulting in a net impact of R\$ 122 million.

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

Financial Performance - Generation Segment

| Table 13 | Results of the Period

R\$ Million, Proforma	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Net Revenue	1,795.5	1,535.1	17.0%	6,088.6	5,515.5	10.4%
Energy Purchase Cost	(550.5)	(217.7)	152.9%	(1,393.6)	(780.4)	78.6%
Electric Network Use Charges	(178.1)	(159.8)	11.5%	(695.4)	(613.2)	13.4%
Net Margin	1,066.9	1,157.5	-7.8%	3,999.7	4,121.9	-3.0%
<i>Net Margin</i>	<i>59.4%</i>	<i>75.4%</i>	<i>-16.0 p.p.</i>	<i>65.7%</i>	<i>74.7%</i>	<i>-9.0 p.p.</i>
PMSO	(266.7)	(281.1)	-5.1%	(1,083.6)	(1,006.9)	7.6%
Other Operational Results (ORO)	1,510.8	(10.7)	n.a.	1,644.2	126.6	n.a.
EBITDA	2,311.0	865.7	167.0%	4,561.0	3,241.6	40.7%
Reversal of Impairment and Fixed Assets	(1,500.1)	-	n.a.	(1,500.1)	-	n.a.
Dividends Received	93.1	137.4	-32.3%	230.9	229.6	0.6%
Constitution/Reversal of Provisions for Litigation and Write-offs of Judicial Deposits	9.7	3.7	165.1%	(122.5)	(155.0)	-21.0%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	40.4	-	n.a.	47.3	-	n.a.
Other Adjustments	-	12.3	n.a.	21.8	30.6	-28.8%
Adjusted EBITDA	954.1	1,019.1	-6.4%	3,238.3	3,346.8	-3.2%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	<i>53.1%</i>	<i>66.4%</i>	<i>-13.2 p.p.</i>	<i>53.2%</i>	<i>60.7%</i>	<i>-7.5 p.p.</i>

Adjusted EBITDA totaled R\$ 954.1 million in 4Q24, decreasing R\$ 65.0 million (6.4%) compared to 4Q23. In 2024, Adjusted EBITDA was R\$ 3,238.3 million, a reduction of R\$ 108.5 million (3.2%) from 2023. The variations in both periods reflect:

- Net Revenue:** increase of R\$ 260.4 million (17.0%) in 4Q24 and R\$ 573.1 million (10.4%) in 2024, due to the higher energy volume sold, mainly reflecting (i) the phased commissioning combined with increased availability of the Tucano and Cajuína wind complexes, with an impact of R\$ 102.7 million in the quarter (R\$ 305.6 million in the year), (ii) the start of operations of the Jaíba solar complex, with an impact of R\$ 67.4 million in 4Q24 (R\$ 142.3 million in 2024); and (iii) gains from modulation, in addition to other positive impacts on revenue. The revenue growth was partially offset by the termination of long-term contracts and the deduction of curtailment in Regulated Contracting Environment (ACR) contracts.
- Energy Purchase Cost:** increase of R\$ 332.8 million in the quarter and R\$ 613.2 million in 2024. A large part of the cost increase is explained by Auren Participações (formerly AES Operações) acting as the marketer for AES Brasil, purchasing energy to supply energy sales contracts for wind assets that were entering commercial operation throughout the year, such as the PPAs with Microsoft, Unipar, and BRF in Tucano and Cajuína. Additionally, the increase in energy costs in 2024 also occurred due to new contracts aimed at balancing the Company's energy portfolio to cover MRE exposures and ensure energy supply in a scenario of lower-than-expected generation and curtailment, mainly impacted by MRE's exposure and lower generation from wind farms with energy marketed in the Free Contracting Environment (ACL), due to wind speed scenario below average and higher incidence of curtailment.
- Net Margin:** reduction of R\$ 90.6 million in 4Q24 (R\$ 122.2 million in 2024), reflecting the factors explained above. Note that Auren's diversified energy generation portfolio is a key strategy for mitigating the curtailment impacts, which amounted to R\$ 65.6 million in 4Q24 (R\$ 202.1 million in 2024). In the quarter, the Company generated R\$ 38.8 million in net energy modulation gains enabled by its portfolio composition (R\$ 58.0 million in the year), which partially offset the curtailment effects.
- Sector Charges:** growth of 11.5% in 4Q24 and 13.4% in 2024 due to the startup of the greenfield assets, combined with the impact of inflation on the current charges of the operational farms.

- e) **PMSO:** R\$ 266.7 million in 4Q24, a reduction of 5.1% compared to 4Q23, primarily due to the synergies captured during the integration process following the completion of the acquisition of AES Brasil, as discussed in the [Consolidated Financial Performance](#).
- f) **ORO:** positive impact of R\$ 1.5 billion due to the reversal of impairment, with no impact on the consolidated results. The reversal stems from the revaluation of the future cash flows of the Porto Primavera power plant operations, incorporating updated projections, reflecting a more favorable scenario for operations in the coming years. This reversal does not impact the Company's consolidated results, as the investment balance related to the acquisition of CESP was accounted for at fair value on Auren Energia's balance sheet.
- g) **Dividends:** received from hydroelectric assets with minority stakes amounted to R\$ 93.1 million in 4Q24 and R\$ 230.9 million for the year. Further details on these assets are provided in the [Auren Minority Stakes](#) section.

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

Auren Minority Stakes

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

The energy balance and financial information are presented at the consolidated level of the holdings CBA Energia, Pollarix, and Votorantim Cimentos Pinheiro Machado. Figure 3 illustrates the corporate structure of the hydroelectric assets for the respective holdings.

Figure 3 | Corporate Structure of Minority Stakes in Hydroelectric Plants

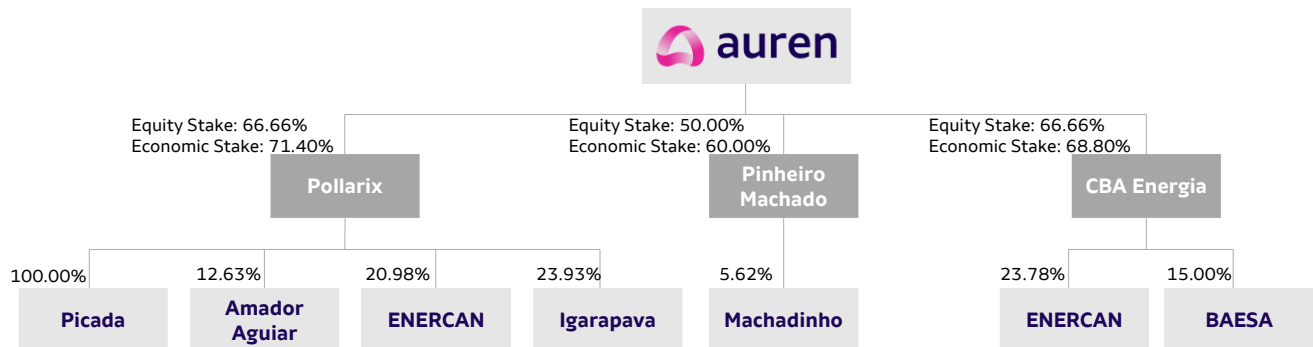


Table 14 | Characteristics of the Hydroelectric Assets in which the Company Holds a Non-controlling Interest

State	Asset	Indirect Interest held by Auren in the Asset ⁽¹⁾	Auren's Installed Capacity in the Asset (MW) ⁽²⁾	Auren's Physical Guarantee in the Asset (MWm) ⁽²⁾	Operator
SC	Barra Grande (BAESA)	10.3%	71.2	36.7	CPFL Energia
	Campos Novos (ENERCAN)	17.7%	155.4	67.5	CPFL Energia
	Machadinho	3.6%	40.8	19.6	Engie
MG	Amador Aguiar I e II	10.0%	45.1	27.3	CEMIG
	Igarapava	19.0%	39.9	24.2	CEMIG
	Picada	79.4%	39.7	23.5	Auren Energia
Total		-	547.5	266.3	-

The energy purchase volume shown in the Energy Balance in Table 15 mainly reflects the purchases made by the holdings to supply energy from the assets to the end customers, as well as the purchases made to cover exposures to the MRE.

⁽¹⁾ Considering the direct interest in the holding company, weighted by its equity interest in the assets. The breakdown by asset is available in the Interactive Worksheet, on Auren's Investor Relations website.

⁽²⁾ Installed capacity and physical guarantee are weighted by Auren's indirect ownership interest. This interest is used for the purpose of dividend payments.

⁽³⁾ Considering the simple average of the indirect interests held by Auren in Campos Novos via CBA Energia and Pollarix. Further information about the ownership interests is available in the Interactive Spreadsheet, on the Company's Investor Relations website.

| Table 15 | Energy Balance of Hydroelectric Assets in which Auren Holds Minority Interest⁽⁴⁾

Volume (average MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Physical Guarantee (a)	226	256	256	256	256	244
Purchases (b)	164	163	147	117	117	105
Resource (c) = (a) + (b)	389	419	403	373	373	348
Sales in the ACL (d)	389	381	369	369	369	344
Requirements (e)	389	381	369	369	369	344
Energy Balance (f) = (c) - (e)	-	38.6	33.9	4.2	4.2	4.2

Tables 16 e 17 below show the key result lines of these assets, adjusted for Auren's indirect ownership interest, allowing a better understanding of the operations. Note that none of the assets considered in this section have any debt on their respective balance sheets.

Financial Performance and Dividend Payment

In this section, we present a Management Income Statement consolidating the financial performance of the hydroelectric assets in which Auren holds minority stakes. This presentation is managerial, unaudited, and aims to assist the market in understanding the cash generation of these assets, which results in dividend payments. The main effects on the results of participations are explained below.

| Table 16 | Income Statement of Hydroelectric Assets in which Auren Holds a Non-controlling Interest⁽¹⁾

Managerial Income Statement - Interests (R\$ million considering Auren's ownership interest)	2024	2023	Var.
Volume of Energy Sold (average MW)	389	303	28.4%
Margin R\$/MWh	122	147	-16.8%
Gross Margin	418.1	390.5	7.1%
PMSO	-21.5	-30.4	-29.2%
Adjusted EBITDA⁽²⁾	396.6	360.1	10.1%
Depreciation and Amortization	-27.2	-25.1	8.6%
Other Results (including MtM)	-10.1	-22.1	-54.4%
EBIT	359.3	313.0	14.8%
Financial Result	-2.6	13.9	-118.7%
EBT	356.7	326.8	9.1%
Income and Social Contribution Taxes	-108.2	-121.5	-10.9%
Net Income⁽³⁾	248.5	205.4	21.0%
Dividends Received	230.9	229.6	0.6%

⁽¹⁾ Managerial Statement aiming to analyze the equity income of hydroelectric assets in which Auren holds minority interest.

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

⁽³⁾ The Net Income presented in Table 16 can be identified in the explanatory note number 11 of Auren Energia's Financial Statements, by adding the equity income from the affiliates Pollarix, CBA Energia Participações, and Pinheiro Machado Participações. The values for 2023 differ from those disclosed in the explanatory note of the 2024 Financial Statements, as the Income Statement in this section was prepared for comparison purposes, considering the individual results of the companies.

⁽⁴⁾ Notes: (i) The physical guarantee of the assets net of the MRE (GSF) adjustment factor performed; (ii) The physical guarantees are net of internal losses and the basic grid of 3%; (iii) The physical guarantee is subject to hydrological risk (GSF); (iv) Considers the resources (physical guarantee and purchase contracts) and requirements (sales) equivalent to Auren's economic participation in assets where Auren holds minority participation (Pollarix, CBA Energia Participações, and Pinheiro Machado).

- a) **Volume of Energy Sold:** a 28.4% increase in energy volume, primarily driven by the higher participation in Pollarix after renegotiating energy purchase and sale contracts and redistributing the risks related to the MRE, which impacted the volume of energy sold, gross margin, and mark-to-market adjustments. Another positive factor for sales was the generation during the period, influenced by the rainfall in the southern region.
- b) **Gross Margin:** R\$ 418.1 million in 2024, an increase of 7.1%, mainly due to the higher energy volume sold, as explained above, and partially offset by lower contractual margins (R\$/MWh) due to the renegotiations mentioned.
- c) **PMSO:** a reduction of R\$ 8.9 million (or 29.2%) in operating expenses in 2024, mainly explained by the end of maintenance services for the Picada hydroelectric plant tunnel in 2023.
- d) **Dividends Received:** total dividend receipts amounted to R\$ 230.9 million in 2024 (R\$ 93.1 million in 4Q24). From 2025 onwards, dividend payments will be calculated quarterly and paid in the subsequent quarter, considering the cash availability of the assets, bringing greater stability throughout the year and more predictability for the Company.

| Table 17 | Use of Public Property and Sustaining Capex of Assets in which Auren Holds a Non-controlling Interest

Costs and Expenses (R\$ million)	2024	2023
Use of Public Property (UBP)	16.2	11.3
Sustaining Capex	3.8	2.9

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

Energy Trading

Auren is currently the largest energy trader in the country, providing the Company with (i) a diversified client portfolio that optimizes the relationship between consumption and generation profiles; (ii) the ability to allocate uncontracted energy efficiently and in relatively short timeframes; (iii) support for the viability of greenfield projects through the sale of energy in medium- and long-term contracts; and (iv) portfolio risk reduction, supporting the strategy and energy allocation for hedging GSF and curtailment risks.

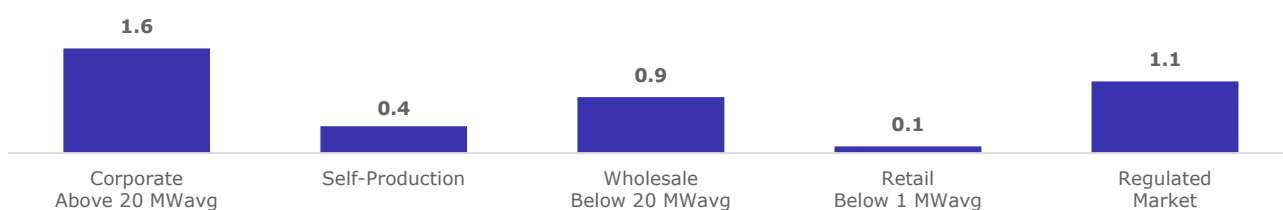
2024 was another standout period for Auren in the free energy market, marked not only by its leadership in Brazil's energy trading sector but also by its growing presence in both the wholesale and retail energy segments.

Auren ended 2024 with over 3,400 clients across its different market segments. In the corporate segment, aimed at large clients with energy consumption exceeding 20 average MW, Auren is a leader with an estimated market share of 13% and a team dedicated to offering energy solutions to its client base. Additionally, in this segment, data centers have gained increased significance, and Auren currently has over 200 average MW contracted under long-term agreements with companies in this sector.

In the wholesale market, targeted at clients with energy consumption ranging from 1 and 20 average MW, Auren is a leader with an estimated market share of 8%. In the retail sector, Auren holds an estimated 7% market share and ranks among Brazil's top three largest retail energy traders.

The Company has focused on a strategy centered on strategic partnerships, digitalization, and excellence in customer service. Through GUD Energia, created in partnership with Vivo, as well as asset managers and key regional partners, the Company aims to improve efficiency in customer acquisition and overall customer experience. This strategic focus reflects Auren's commitment to sustainable growth and value generation in the retail market as well.

| Chart 14 | Volume of Energy Traded⁽¹⁾ to End Consumers in 2024 (average GW)



The Company's energy agreements are mostly adjusted annually by the Extended National Consumer Price Index (IPCA), which enhances the resilience of the Company's generation portfolio in a more volatile macroeconomic environment.

Energy Balance - Trading Segment

Table 18 presents the Energy Balance of the Company's Trading segment, along with the trading margin for 2024 and 2025. The amounts consider the volume traded by the companies Auren Comercializadora, ARN Comercializadora (prior AES Comercializadora), Tietê Integra (prior AES Tietê Integra), CESP Comercializadora and Esfera.

Auren ended 2024 with 6,209 average MW of energy sold to both end consumers and other parties, consolidating its leadership position in the energy trading segment. This volume is 17% higher than the volume of energy traded by the second-ranked energy trading company.

Despite the Company's constructive outlook for the medium term, given that the marginal cost of expansion for wind and solar projects suggests prices above those currently observed in the market, Auren Comercializadora maintains a short position for the 2025-2028 period, based on two main factors: (i) the opportunity to sell energy in the Northeast submarket through the regulated A-1 auction held in December 2024, mitigating the risk of price shifts between submarkets; and (ii) the anticipation of a high inflation scenario, allowing the maximization of the future value of the sales portfolio.

⁽¹⁾ Balances consider intercompany transactions, according to transactions recorded with the Electricity Trading Chamber (CCEE). They consider only purchases and sales of own assets. Considering the contract formalized through the 3rd LEE A-1/2024.

| Table 18 | Energy Balance of Auren's Trading Portfolio

Volume (MWavg)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Purchases (A)	6,209	4,265	2,927	1,793	1,238	529
Sales⁽¹⁾ (B)	6,209	4,388	3,129	1,890	1,383	528
Trading Balance (A - B)	0	-123	-202	-97	-145	1
Contractual Margin⁽²⁾ (R\$/MWh)	5.5	13	-	-	-	-
Auren Consolidated Balance⁽³⁾	63	221	302	819	955	1,644

A substantial part of the total energy sold in 2024 came from trading operations, whose margins are significantly lower compared to sales to end customers. Considering that energy is traded primarily in the short term and that the baseline date of the Energy Balance above is December 2024, there is no significant amount of these operations in the other periods, which explains a lower volume of energy sold from 2025 onwards.

Financial Performance - Trading Segment

| Table 19 | Results of the Period

R\$ Million, Proforma	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Net Revenue	2,602.9	1,416.6	83.7%	7,079.8	4,908.3	44.2%
Energy Cost	(2,599.2)	(1,334.1)	94.8%	(6,780.5)	(4,529.4)	49.7%
Net Margin	3.7	82.5	-95.6%	299.3	378.9	-21.0%
<i>Net Margin</i>	<i>0.1%</i>	<i>5.8%</i>	<i>-5.7 p.p.</i>	<i>4.2%</i>	<i>7.7%</i>	<i>-3.5 p.p.</i>
PMSO	(33.7)	(22.6)	49.1%	(103.9)	(85.7)	21.4%
Other Operational Results (ORO)	(86.5)	(22.6)	248.6%	(61.1)	(144.5)	71.5%
EBITDA	(116.5)	35.1	n.a.	134.2	148.7	-9.7%
Mark-to-Market of Future Energy Contracts	85.0	16.2	424.3%	66.9	146.1	-54.2%
Other Adjustments	0.3	0.2	23.1%	1.0	0.3	195.6%
Adjusted EBITDA	(31.3)	51.5	n.a.	202.1	295.1	-31.5%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	<i>-</i>	<i>3.6%</i>	<i>n.a.</i>	<i>2.9%</i>	<i>6.0%</i>	<i>-3.1 p.p.</i>

Adjusted EBITDA was a negative R\$ 31.3 million in 4Q24, as against a positive R\$ 51.5 million recorded in 4Q23.

- a) **Net Margin:** totaled R\$ 3.7 million in 4Q24 vs. R\$ 82.5 million in 4Q23. The difference was driven by the one-off effect of the adjustment of exposure to traders in default, amounting to R\$ 49.3 million in 4Q24.

It is worth noting that, according to Auren Comercializadora's risk parameters, the impacts of default would be substantially smaller when compared to the impacts of the combined companies after the acquisition of AES Brasil and Esfera (Auren Participações and Esfera Comercializadora), which had a proportionally higher exposure to defaulting counterparties.

For the year, even in a price volatility scenario that affected several market players and resulted in defaults and low liquidity in 4Q24, the strength of Auren's commercialization segment, which ended the period as the largest in the country, ensured an Adjusted EBITDA of R\$ 202.1 million. In addition to the annual result, Auren Comercializadora added another R\$ 301.7 million in additional margins for future periods, recorded in the mark-to-market of energy purchase and sale contracts.

- b) **PMSO:** operating costs and general and administrative expenses of the Trading segment totaled R\$ 33.7 million in 4Q24 and R\$ 103.9 million in 2024, compared to R\$ 22.6 million in 4Q23 and R\$ 85.7 million in 2023. The

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

⁽²⁾ The contractual margin is calculated by the difference between the revenue and the expense of the formalized agreements divided by the sales amount. It does not consider the valuation of the exposure. Baseline date of prices: December 1, 2024.

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

variations mainly reflect the addition of Esfera Comercializadora, whose results began to be consolidated as of September 2024, after its acquisition. On a comparable basis, the segment's PMSO expenses remained stable between periods.

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

3. Consolidated Financial Performance

Pro Forma Income Statement

This section presents an analysis of the main components of the Company's results. With the completion of the acquisition of AES Brasil Energia S.A. on October 31, 2024, the figures related to 2023 and 2024 are presented pro forma, considering the combined operations of both companies since January 1, 2023, for comparative purposes.

The results presented here cover, in addition to the Generation and Trading segments, the Holding & Pipeline segment and Eliminations. Equity income includes the assets not controlled by the Company – Auren's non-controlling interests in HPPs, detailed in the "[Auren Minority Stakes](#)" section, as well as a 50% interest in the joint venture between Tucano and Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), which reported EBITDA⁽¹⁾ of R\$ 11.7 million in 4Q24 and R\$ 35.8 million in 2024. For more information, see Note 11 to the 2024 Financial Statements.

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

| Table 20 | Results of the Period

R\$ Million, Proforma	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Net Revenue	3,598.9	2,666.1	35.0%	11,250.8	9,557.4	17.7%
Energy Purchase Cost	(2,349.8)	(1,265.6)	87.6%	(6,254.7)	(4,438.1)	40.9%
Electricity Network Use Charges	(178.6)	(160.7)	11.2%	(705.1)	(614.4)	14.8%
Net Margin	1,070.5	1,239.8	-13.7%	4,291.0	4,504.9	-4.7%
<i>Net Margin</i>	29.7%	46.5%	-16.8 p.p.	38.1%	47.1%	-9.0 p.p.
Costs and Expenses (PMSO)	(370.5)	(358.4)	3.4%	(1,352.6)	(1,256.4)	7.7%
Other Operational Results (ORO)	(310.7)	47.7	n.a.	164.1	116.0	41.5%
EBITDA	389.3	929.1	-58.1%	3,102.5	3,364.4	-7.8%
Mark-to-Market of Future Energy Contracts	321.2	(63.6)	n.a.	(13.1)	13.4	n.a.
Dividends Received	93.1	137.4	-32.3%	230.9	229.6	0.6%
Non-Recurring Items Related to Growth Initiatives	79.6	-	n.a.	92.9	-	n.a.
Provision/Reversal for Lawsuits and Write-off of Judicial Deposits	9.9	3.9	151.2%	(121.9)	(154.6)	-21.2%
Other Adjustments	(3.2)	12.3	n.a.	18.6	30.6	-39.4%
Adjusted EBITDA	889.8	1,019.2	-12.7%	3,309.9	3,483.4	-5.0%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	24.7%	38.2%	-13.5 p.p.	29.4%	36.4%	-7.0 p.p.
Depreciation and Amortization	(256.9)	(347.5)	-26.1%	(1,371.5)	(1,332.1)	3.0%
Equity Income	(12.6)	12.3	n.a.	156.1	82.1	90.0%
Net Financial Result	(547.3)	(269.1)	103.4%	(1,638.5)	(870.2)	88.3%
EBT	(427.5)	324.7	n.a.	248.5	1,244.3	-80.0%
Income and Social Contribution Taxes	64.0	(104.5)	n.a.	(281.2)	(1,228.6)	-77.1%
Net Income (Loss)	(363.5)	220.2	n.a.	(32.6)	15.6	n.a.

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

Net Margin

Net Margin (Net Revenue minus Energy Purchase Costs and Sector Charges) totaled R\$ 1,070.5 million in 4Q24, down 13.7% from 4Q23 (R\$ 1,239.8 million). In 2024, the Company recorded a Net Margin of R\$ 4,291.0 million, 4.7% lower than in 2023 (R\$ 4,504.9 million).

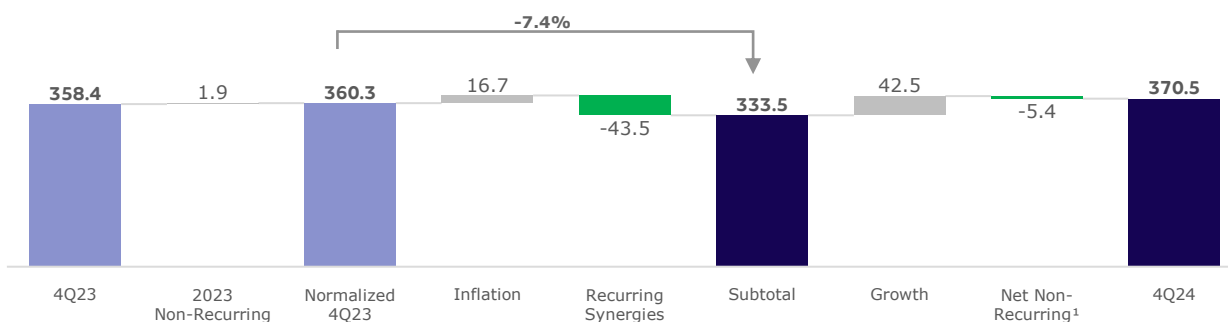
As mentioned in each segment section, such result was driven by:

- a) **Net Revenue:** Growth of 35.0% quarter over quarter and 17.7% year over year, mainly due to the increase in the volume of energy traded and the commissioning of the Jaíba Solar Complex, in addition to the Tucano and Cajuína Wind Complexes.
- b) **Energy Purchase Costs:** incremento de 85.7% no trimestre e 40.9% no ano, reflexo principalmente do aumento do volume transacionado na comercializadora, aliado a novos contratos para equalizar o balanço energético da Companhia em função da frustração de geração no período.
- c) **Sector Charges:** aumento de 11.2% no 4Q24 e 14.8% em 2024, principalmente em função da entrada em operação comercial dos ativos *greenfield*, aliado à incidência da inflação sobre os encargos para os parques operacionais.

Costs and Expenses (PMSO)

Operating costs and expenses and general and administrative expenses (PMSO), on a comparable basis (excluding organic growth and the acquisition of Esfera), decreased 7.4% in 4Q24 vs. 4Q23, demonstrating Management commitment to efficiency and to capturing value from initiatives that have already generated R\$ 43.5 million in recurring synergies in the quarter, corresponding to savings of over R\$ 250 million in a full year. As previously mentioned, the conclusion of the Transaction generated, in 4Q24, non-recurring expenses of R\$ 79.6 million, which were more than offset by non-recurring efficiency initiatives worth approximately R\$ 85.0 million. For more details, read the [Acquisition of AES Brasil – Synergies](#) section.

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



PMSO totaled R\$ 370.5 million in 4Q24 and R\$ 1,352.6 million in 2024. The growth between periods is explained by:

- a) **Personnel (P):** Personnel costs and expenses totaled R\$ 136.4 million in 4Q24 and R\$ 491.8 million in 2024, increasing 13.0% and 5.2% compared to 4Q23 and 2023, respectively. The variation of R\$ 15.7 million in the quarter and R\$ 24.4 million in the year was driven by non-recurring expenses related to the adjustment of personnel following the acquisition of AES Brasil (R\$ 41 million), aimed at optimizing the organizational structure, in addition to costs associated with Esfera. Excluding the non-recurring expenses of R\$ 41 million in 4Q24, personnel costs and expenses would show a significant 21% reduction in the fourth quarter.
- b) **Third-party Materials and Services (MS):** R\$ 181.8 million in 4Q24, 8.4% lower than in 4Q23 (R\$ 198.5 million), mainly due to a significant reduction in IT after conclusion of the Transaction, as well as lower expenses with consulting and maintenance and engineering renegotiations.

In the year, costs and expenses with third-party materials and services totaled R\$ 680.3 million, 3.7% higher than recorded in 2023 (R\$ 656.2 million), due to the biannual maintenance of the locks and the process of recovering the availability of operational wind assets of Auren Operações (formerly AES Operações).

- c) **Other Expenses (O):** R\$ 52.3 million in 4Q24 and R\$ 180.5 million in 2024, up 33.3% from 4Q23 (R\$ 39.2 million) and 35.9% from 2023 (R\$ 132.8 million). The variation is mainly explained by the increase in

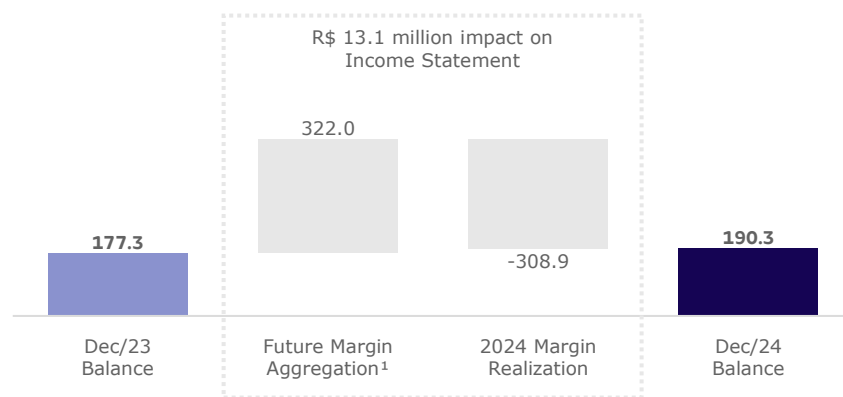
⁽¹⁾ Considera o saldo entre R\$ 79,6 milhões em despesas não recorrentes relacionadas às ações de integração no âmbito da aquisição da AES Brasil (desmobilização, fees, consultorias, auditorias, honorários jurídicos, entre outros), e R\$ 85,0 milhões relativos a outras economias não recorrentes registradas no trimestre (menor provisão de RV/ILP, reembolso de despesas, postergações de gastos com O&M e engenharia e descasamentos temporais de outras despesas).

insurance expenses, which were impacted by two key factors: (i) in April 2024, still under AES management, insurance policies were renewed to include assets that began commercial operations throughout the year (Tucano and Cajuína), leading to higher insurance expenses compared to 2023; (ii) these impacts were partially mitigated in 4Q24, as following the completion of the Transaction, Auren contracted new policies for the entire portfolio acquired from AES Brasil, resulting in a lower annual cost compared to previous rates. In addition to this synergy, there was an extraordinary receipt of compensation from the old policies, as the full 12-month period of their respective contracts had not been completed.

Other Operating Income (Expenses) (ORO)

Other Operating Income (Expenses) totaled an expense of R\$ 310.7 million in 4Q24, as against income of R\$ 47.7 million in 4Q23. The variation is mainly explained by the mark-to-market of future energy contracts. Throughout the year, the Company recorded revenue of R\$ 164.1 million, 41.5% higher than the revenue recorded in 2023 (R\$ 116.0 million), also driven by the positive effect of mark-to-market adjustments on future energy contracts. Chart 16 illustrates the variation in the corporate balance of the mark-to-market of future energy sales contracts, highlighting the significant value added during the period. This includes R\$ 322.0 million from the mark-to-market of energy volumes negotiated for future delivery throughout 2024, as well as the realization of R\$ 308.9 million in gains from positions built in previous periods.

| Chart 16 | Corporate Balance of Mark-to-Market Adjustment Throughout 2024 (R\$ million)



Adjusted EBITDA

| Table 21 | Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA

R\$ Million	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
EBITDA	389.3	929.1	-58.1%	3.102.5	3.364.4	-7.8%
Non-Recurring Related to the Acquisition of AES Brasil	79.6	-	n.a.	92.9	-	n.a.
Mark-to-Market of Future Energy Contracts	321.2	(63.6)	n.a.	(13.1)	13.4	n.a.
Other Adjustments	99.7	153.6	-35.1%	127.6	105.6	10.8%%
Adjusted EBITDA	889.8	1.019.2	-12.7%	3.309.9	3.483.4	-5.0%
<i>Adjusted EBITDA</i>	<i>24.7%</i>	<i>38.2%</i>	<i>-13.5 p.p.</i>	<i>29.4%</i>	<i>36.4%</i>	<i>-7.0 p.p.</i>

In 4Q24, non-recurring expenses related to the acquisition of AES Brasil totaled R\$ 79.6 million. Of this amount, R\$ 41 million was spent on staff demobilization, R\$ 24 million on fees for financial, legal, and consulting advisors who assisted Auren Energia in the transaction, and R\$ 13 million on the integration of the companies. In 2024, non-recurring expenses totaled R\$ 92.9 million, mainly due to transaction-related items, as explained in 4Q24, as well as maintenance of the locks at the Barra Bonita hydropower plant.

In 4Q24, the "Other Adjustments" line amounted to R\$ 99.7 million, a 35% decrease compared to the same period in the previous year. Dividends received from Auren's minority holdings in 4Q24 totaled R\$ 93 million, a reduction of R\$ 44 million compared to the same quarter in the previous year. For the year, the "Other Adjustments" line showed a 10.8% increase compared to the previous year due to the reversal of provisions.

⁽¹⁾ Aggregation of future margin as from 2025.

Financial Result

| Table 22 | Consolidated Financial Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Financial Income	313.4	221.5	41.5%	954.2	1,426.1	-33.1%
Financial Expenses	(860.7)	(490.6)	75.4%	(2,592.7)	(2,296.4)	12.9%
Net Financial Result	(547.3)	(269.1)	103.4%	(1,638.5)	(870.3)	88.3%

Net financial result was an expense of R\$ 547.3 million in 4Q24 and R\$ 1,638.5 million in 2024, representing higher expenses compared to the prior-year periods (R\$ 269.1 million in 4Q23 and R\$ 870.3 million in 2023).

- a) **Financial Income:** R\$ 313.4 million in 4Q24, 41.5% higher than in 4Q23 (R\$ 221.5 million), reflecting the increase in earnings from financial investments due to the higher cash balance (R\$ 8.1 billion in December 2024 and R\$ 6.1 billion in December 2023), partially mitigated by the CDI variation (11.14% in 4Q24 compared to 12.24% in 4Q23).

In 2024, financial income came to R\$ 954.2 million, 33.1% lower than in 2023 (R\$ 1,426.1 million), mainly reflecting the effects of the indemnity of HPP Três Irmãos in 1H23: (i) inflation adjustment (R\$ 262.3 million); and (ii) reversal of the present value adjustment (R\$ 218.4 million). It is important to mention the lower PIS and COFINS deduction in the period (-R\$ 31.7 million in 2024 vs. -R\$ 168.5 million in 2023), due to the taxation on the inflation-adjusted gain from the indemnity of HPP Três Irmãos recorded in the previous year.

- b) **Financial Expenses:** R\$ 860.7 million in 4Q24 and R\$ 2,592.7 million in 2024, increasing 75.4% from 4Q23 (R\$ 490.6 million) and 12.9% from 2023 (R\$ 2,296.4 million). The increase in financial expenses was driven by:

- Monetary Charges and Adjustments:** growth due to the higher debt balance between the periods (R\$ 27.0 billion in December/2024 vs. R\$ 17.8 billion in December/2023).
- Capitalized Interest:** reduction in the interest transferred to property, plant and equipment and intangible assets in progress between the comparable periods, due to the completion of the construction of the greenfield wind and solar complexes.
- Other Financial Expenses:** arising from the payment of waiver fees of debentures, in the context of the acquisition of AES Brasil (R\$ 22.2 million).

Net Income (Loss)

| Table 23 | Consolidated Net Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
EBITDA	389.3	929.1	-58.1%	3,102.5	3,364.4	-7.8%
Depreciation/Amortization	(256.9)	(347.5)	-26.1%	(1,371.5)	(1,332.1)	2.9%
Net Financial Result	(547.3)	(269.1)	103.4%	(1,638.5)	(870.3)	88.3%
Income and Social Contribution Taxes	64.0	(104.5)	n.a.	(281.2)	(1,228.6)	-77.1%
Equity Income	(12.6)	12.3	n.a.	156.1	82.1	90.0%
Net Income (Loss)	(363.5)	220.2	n.a.	(32.6)	15.6	n.a.

Due to the previously mentioned factors, as well as variations in depreciation and amortization, equity income and taxes, the Company recorded net loss of R\$ 363.5 million in 4Q24 and R\$ 32.6 million in 2024 (compared to net income of R\$ 220.2 million in 4Q23 and R\$ 15.6 million in 2023). In 2024, Auren's Corporate Net Income (considering only two months of operation of Auren Participações – November and December) was R\$ 279.9 million.

The main variations are detailed below.

- a) **EBITDA:** consolidated EBITDA (pre-adjustments) came to R\$ 389.3 million in 4Q24 and R\$ 3,102.5 million in 2024, a decrease of 58.1% in the quarter, mainly due to the mark-to-market adjustment of futures energy agreements, as well as non-recurring expenses related to the acquisition of AES Brasil. In the year, consolidated EBITDA decreased 7.8% from 2023, to R\$ 3,102.5 million, explained by higher energy purchase costs, mainly due to the performance of assets detailed previously.

- b) Depreciation/Amortization:** R\$ 256.9 million in 4Q24, 26.1% lower than in 4Q23 (R\$ 347.5 million), reflecting the adjustment of the depreciation of Porto Primavera HPP to fair value, partially offset by the amortization of the revaluation of AES Brasil and Esfera, and by the commencement of operations of the Cajuína, Tucano, Sol do Piauí, and Sol de Jaíba complexes. In 2024, depreciation and amortization totaled R\$ 1,371.5 million, stable in relation to 2023 (R\$ 1,332.1 million), reflecting the operation of new assets partially offset by the adjustment occurred in 4Q24.
- c) Income and Social Contribution Taxes:** credit of R\$ 64.0 million in 4Q24 against an expense of R\$ 104.5 million in 4Q23, reflecting the assessment of deferred tax due to the lower result recorded before taxes, driven by the effects on Mark-to-Market Adjustment (MtM). In 2024, income and social contribution taxes amounted to R\$ 281.2 million, 77.1% lower than the R\$ 1,228.6 million accounted for in 2023.
- d) Equity Income:** a negative R\$ 12.6 million in 4Q24 (positive R\$ 12.3 million in 4Q23), reflecting the lower results from ownership interests held by Auren, mainly due to the variation in mark-to-market adjustment, with no impact on cash or on dividends received by Auren. In 2024, the Company recorded equity income of R\$ 156.1 million, an increase of 90.0% from 2023 (R\$ 82.1 million).

Debt

At the end of 2024, Gross Debt was R\$ 27.0 billion at an average cost of CDI - 0.66%, an increase of 51.9% from the Gross Debt balance of 2023, mainly explained by the acquisition financing of R\$ 5.4 billion contracted to cover the cash portion of the Transaction, as shown in Charts 17 and 18. On December 31, the average term was approximately 5.9 years, with 90% of the Gross Debt classified as long-term (non-current).

At the end of 2024, the Company reported leverage, as measured by the ratio of Net Debt to Adjusted EBITDA, of 5.7x, an increase of 2.2x compared to the end of 2023, mainly due to the acquisition of AES Brasil.

We started 2025 with an additional 1.5 GW of installed capacity. The additional cash generation from these assets, combined with the synergies from the acquisition of AES Brasil, will play a crucial role in the Company's deleveraging process throughout 2025.

| Table 24 | Indebtedness

R\$ Million	Dec/24	Dec/23	Var.	Sep/24	Var.
Gross Debt	27,044.7	17,810.0	51.9%	20,700.6	30.6%
Derivative Financial Instruments ⁽¹⁾	(182.6)	346.5	n.a.	12.2	n.a.
Leases	170.6	286.8	-40.5%	303.7	-43.8%
Adjusted Gross Debt⁽²⁾	27,032.7	18,443.3	46.6%	21,016.9	28.8%
Liquidity ⁽³⁾	8,113.5	6,018.1	34.8%	8,242.0	-1.6%
Net Debt	18,919.1	12,425.2	52.3%	12,774.6	48.1%
Adjusted EBITDA	3,309.1	3,483.4	-5.0%	3,498.9	-5.4%
Net Debt/Adjusted EBITDA	5.7x	3.6x	+2.2x	3.7x	+2.1x

⁽¹⁾ Considers Mark-to-Market of financial derivatives, except those related to the purchase and sale of energy operations.

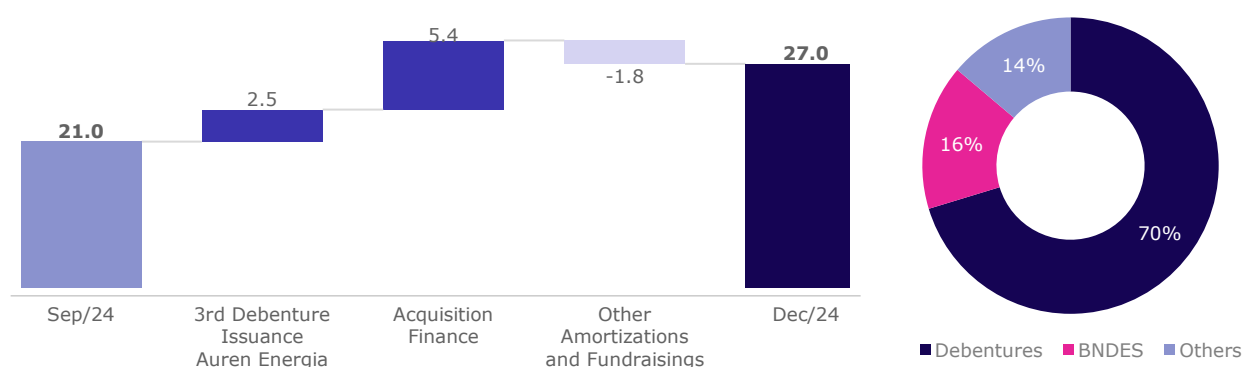
⁽²⁾ Considering loans, financing and debentures, net of the derivatives operations related to them.

⁽³⁾ Cash, cash equivalents, financial investments, liquidity fund (reserve account), and bonds and judicial deposits.

| Chart 17 | Net Debt (R\$ million), Leverage Ratio and Net Debt Profile



| Chart 18 | Changes in Debt (R\$ billion) and Gross Debt Profile



For more details about the Company's debts, access our Interactive Spreadsheet available at ri.aurenenergia.com.br.

At the end of 2024, Auren reported robust liquidity of R\$ 8.1 billion, sufficient to fully meet its financial obligations for the next three years.

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



Financial Covenants – Auren Operações

In December 2024, R\$ 5.7 billion of the Company's total Gross Debt was subject to financial covenants of the subsidiary Auren Operações, which were: (i) a limit of up to 4.5x leverage, measured by the ratio of Net Debt to Adjusted EBITDA,

which ended the period at 4.15x; and (ii) maintenance of the Interest Coverage Ratio (Adjusted EBITDA/Financial Expenses) above 1.25x, which ended the period at 2.05x, meeting the contractual obligation.

Ratings

In December 2024, Fitch Ratings removed the negative watch from Auren's rating, including its subsidiaries, attributed upon the announcement of the Transaction with AES Brasil. On such occasion, the agency reaffirmed the National Long-Term Ratings as "AAA(bra)." The agency also highlighted a Stable Outlook for all corporate ratings and upgraded from "AA-(bra)" to "AAA(bra)" the ratings of the subsidiaries acquired from AES Brasil and their debenture issuances: Potengi Holdings S.A., Veleiros Holdings S.A., Tucano Holding II S.A. and Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A. In the same context, Standard & Poor's (S&P) reaffirmed CESP's credit ratings at "brAAA" on the national scale, removing the negative watch.

Even in a high-leverage scenario, the maintenance of Auren's and CESP's ratings and upgrade of the ratings of the subsidiaries originating from AES Brasil reflect the positive impact of the asset integration and increase the confidence in Auren's strategic and financial positioning.

Free Cash Flow

| Table 25 | Consolidated Free Cash Flow

R\$ Million, Proforma	4Q24	4Q23	Var.	2024	2023	Var.
Adjusted EBITDA	889.8	1,019.2	-12.7%	3,309.9	3,483.4	-5.0%
Income and Social Contribution Taxes - Cash	(12.6)	(51.5)	-75.6%	(227.3)	(900.2)	-74.8%
Working Capital and Others	94.9	(23.4)	n.a.	417.3	645.4	-35.3%
Sustaining CAPEX	(26.6)	(97.8)	-72.8%	(274.3)	(316.3)	-13.3%
Operating Cash Flow (OCF)	945.5	846.5	11.7%	3,225.6	2,912.3	10.8%
Debt Service	(417.6)	(266.6)	56.7%	(1,343.8)	(744.5)	80.5%
OCF after Debt Service	527.9	579.9	-9.0%	1,881.8	2,167.7	-13.2%
Cash Conversion Ratio	59.3%	56.9%	+2.4 p.p.	56.9%	62.2%	-5.4 p.p.
CAPEX Projects	(277.7)	(1,056.0)	-73.7%	(798.6)	(4,808.7)	-83.4%
Payment of Litigation, Obligations and Judicial Settlements	57.4	(21.6)	n.a.	12.0	(118.7)	n.a.
Funding	7,902.8	413.4	n.a.	12,099.3	2,141.9	n.a.
Amortization	(2,050.3)	(473.9)	n.a.	(4,170.7)	(1,837.0)	n.a.
Capital Increase in Investees	62.2	-	n.a.	50.9	-	n.a.
Securitization	-	-	n.a.	-	4,164.6	n.a.
Capital Increase	-	-	n.a.	-	(103.2)	n.a.
Share Buyback	(53.6)	-	n.a.	(53.6)	-	n.a.
Dividends	(2.0)	(1,563.6)	n.a.	(492.0)	(3,217.3)	n.a.
Investment Acquisition	-	(0.5)	n.a.	(161.4)	(150.9)	6.9%
Investment Acquisition - Auren Participações	(6,358.7)	-	n.a.	(6,358.7)	-	n.a.
Investment Acquisition - Esfera Energia ⁽¹⁾	-	-	n.a.	(61.9)	-	n.a.
Free Cash Flow	(190.0)	(2,122.2)	-91.0%	1,947.2	(1,761.5)	-210.5%
Cash Balance at the Beginning of the Period	7,390.5	7,375.6	0.2%	5,253.3	7,014.9	-25.1%
Cash Balance at the Beginning of the Period	7,200.5	5,253.3	37.1%	7,200.5	5,253.3	37.1%
Liquidity Fund – Reserve Account	910.3	190.4	378.0%	910.3	190.4	378.0%
Financial Investments	2.6	-	n.a.	2.6	-	n.a.
Cash Balance at the End of Period + Reserve Account + Financial Investments	8,113.5	5,443.8	49.0%	8,113.5	5,443.8	49.0%

⁽¹⁾ Net of the cash included in the consolidation.

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

- a) CAPEX Projects:** R\$ 277.7 million in 4Q24 and R\$ 798.6 million in 2024, a reduction of R\$ 778.3 million vs. 4Q23 and R\$ 4,010.1 million vs. 2023, respectively, reflecting the completion of construction and phased startup of the Tucano and Cajuína wind projects and the Sol de Jaíba solar project between the periods.
- b) Debt Service:** disbursement of R\$ 417.6 million in 4Q24 and R\$ 1,343.8 million in 2024, up 56.7% from 4Q23 and 80.5% from 2023, respectively, explained by the higher Gross Debt year over year (R\$ 27.0 billion in December/2024 vs. R\$ 17.8 billion in December/2023).
- c) Funding and Amortizations:** the balance between funding and amortizations totaled +R\$ 5.9 billion in 4Q24 and R\$ 7.9 billion in 2024 (compared to insignificant balances in 4Q23 and 2023), primarily reflecting the 3rd issue of debentures (R\$ 2.5 billion) and the acquisition financing (R\$ 5.4 billion) contracted in 4Q24.
- d) Dividends:** lower disbursement with dividends in 2024 (R\$ 492.0 million) compared to R\$ 3.2 billion in distributions in the previous year. The variation is mainly due to the R\$ 3.0 billion distribution to shareholders in 2023.

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

4. Integration with AES Brasil

Synergy Capture

Since the announcement of the Transaction, on May 15, 2024, Auren has prepared a detailed plan for integration and synergy capture detailed by area, with actions to be implemented and achieved on day one (D1), one hundred days after the Transaction closing (D100) and 365 days after the Transaction closing (D365). On D1, November 1, 2024, 100% of the actions outlined in the integration plan were successfully completed without any failure or interruption. The Company completed D100 in early February, executing all planned actions without any issues and advancing on some stages initially scheduled for after D100.

Below are the synergies captured by area of action:

1. Recovery of Wind Assets

During the integration process with AES, the Auren team developed a performance recovery plan for the incorporated wind assets. This plan included multiple initiatives divided into three areas of action, namely:

- a. Availability:** actions that will directly affect the availability of assets, either by bringing idle wind turbines back into operation or by reducing downtime. To achieve this, the Company estimates Capex of approximately R\$ 200 million for 2025.
- b. Reliability:** actions primarily aimed at enhancing the asset's operational capability to minimize potential failures, thereby reducing the need for corrective maintenance.
- c. Performance:** Initiatives that optimize asset performance, leading to enhanced operational efficiency and power generation that meets or exceeds expected parameters. Auren has begun implementing the same performance management system it uses for its original assets in the newly acquired assets, which will enable precise real-time monitoring of the wind turbines. The system provides reliability and agility in the management of wind turbines, resulting in greater accuracy and a reduction in the downtime, as well as better planning of preventive maintenance.

Following the closing of the Transaction, actions were intensified, and improved asset performance is already observed. There were 37 wind turbines from AES Brasil that were out of operation in D1, requiring the replacement of major components. Of these, 22 returned to operation by the end of 4Q24. Furthermore, the wind turbines have been performing as expected, with a failure rate aligned with operational conditions and showing signs of improvement, thanks to the implementation of performance and reliability tools. Another significant aspect was the improvement of the maintenance plan beginning in November, along with the intensive training of teams in best practices for asset management. All the initiatives presented were already evident when the performance of the assets was assessed at the end of the quarter. This plan to recover the availability of the acquired wind assets is proceeding as expected, and the goal is to reach 95% availability by the end of 2025.

2. Reduction of PMSO Expenses

We made important changes in terms of the Company's costs and expenses in 4Q24, which will result in savings as early as 2025. Regarding personnel, the synergies captured can generate savings of R\$ 120 million in 12 months. In the services line, the Company took out property insurance for assets originating from AES Brasil (as envisaged the acquisition contract), ended the use of some of the AES Corporation systems and eliminated a large portion of AES Brasil's travel expenses.

Together, these initiatives generated R\$ 43.5 million in recurring synergies in November and December, equivalent to savings of around R\$ 250 million in a full year. The efforts to optimize PMSO expenses will continue throughout 2025, with the unification of systems, operational center and shared services center, standardization of agreements with third parties, implementation of zero-based budgeting and enhancement of an efficiency-driven management culture across the Company.

3. Capital Management

One of Auren's strengths lies in its financial stability and the manner in which the Company has prepared for this moment of growth. In October 2024, Auren carried out its 3rd issue of debentures, in the amount of R\$ 2.5 billion at a cost of CDI + 0.60%, with the proceeds being used to amortize debts that amount to a similar sum, but at a cost of CDI + 1.65%. Still in October, the Company redeemed the previously-contracted acquisition financing, in the amount of R\$ 5.4 billion, to cover the cash portion of the Transaction, at a cost of CDI + 1.1% in the first year, CDI + 1.2% in the second year, CDI + 1.5% in the third year and, finally, CDI + 2.0% in the fourth and last year. Note that Auren can prepay the acquisition financing at any time, without any prepayment costs.

Additionally, on December 20, 2024, the second amendment to the shareholders' agreement signed in March 2021 between Guaimbê Holding, a subsidiary of Auren Operações, and Itaú Unibanco S.A. was executed. This partnership originated from an equity investment agreement through the subscription of preferred shares in Guaimbê Holding – the

controlling entity of the Guaimbê and Água Vermelha Solar Complexes, as well as the Alto Sertão II and Ventus Wind Complexes.

With the renegotiation, Auren Operações secured the right to exercise the purchase option of up to 50% of the preferred shares between January 1 and December 31, 2026, and up to 100% between January 1, 2027, and April 30, 2031. Furthermore, starting on November 1, 2024, the correction rate applied to the value of the purchase option used in the exercise price calculation was reduced from CDI + 1.7% per year to 100% of CDI (Interbank Deposit Certificate). As of December 31, 2024, this value amounted to R\$ 1,100.3 million.

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

5. Regulatory Matters

STJ stays the preliminary injunction for full reimbursement of events of generation constraint that affected wind and solar generators

At the end of 2023, the Brazilian Association of Wind Power and New Technologies (ABEEólica) and the Brazilian Association of Photovoltaic Solar Power (ABSOLAR), of which Auren is a member, filed a lawsuit to discuss the effects of ANEEL Normative Resolution (REN ANEEL) 1,030/2022, which limits full reimbursement of operation restrictions.

Note that a constraint event is when energy generation of one or more plants is reduced, as determined by the National Electricity System Operator (ONS), for reasons not related to the plant's management, such as unavailability in the transmission lines, limited distribution capacity of the network or energy surplus in relation to the system's demand.

In the course of the lawsuit, the Federal Regional Court of the 1st Region understood that "the regulation must necessarily establish compensation mechanisms to cover operating costs and, more specifically, on account of transmission restrictions," granting the preliminary injunction for "full compensation to the energy generators associated with the appellants, in the next Report on the Processing of the Accounting for the Financial Settlement of the Short-Term Energy Market, to be disclosed by the Electricity Trading Chamber and in subsequent ones."

In January 2025, after various developments in the lawsuit, ANEEL requested the Superior Court of Justice (STJ) to stay the aforementioned injunction. The court granted such request, on the grounds that "any financial losses that may be caused to the companies operating in the National Interconnected System, while a thorough judgment is pending, not only must be demonstrated in the main proceedings, but also may, if necessary, be renegotiated (the need for possibly reestablishing the economic-financial balance of the contracts). Therefore, as explained above, the hasty application of the provisional relief granted by the lower courts is not justified."

In other words, the decision staying the injunction argues that the preliminary injunction sought by the Associations should not be granted because any potential losses should be assessed in the course of the lawsuit and can be balanced in the agreements executed with the Federal Government through economic-financial rebalancing. Note that an appeal may be filed against such decision.

The wind and solar power generation assets of Auren Energia, as a member of ABEEólica and ABSOLAR, including those acquired from AES Brasil, are bound by said court decision.

MME publishes Ordinance with guidelines for the 2025 Power Capacity Reserve Auction

In January 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME), through Ordinance 96/GM/MME of December 31, 2024, published the guidelines for the 2025 Power Capacity Reserve Auction ("LRCAP 2025"), to be held on June 27, 2025.

The Ordinance defined the contracting of ten products, which were divided between new and existing projects, with a large concentration in the thermoelectric source. Hydroelectric power should be contracted only for the product whose supply will start on July 1, 2030:

- a. Thermoelectric Power** 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030 for existing projects: 10-year contract starting on July 1 of each year.
- b. Thermoelectric Power** 2028, 2029, 2030 for new projects: 15-year contract starting on July 1 of each year.
- c. Hydroelectric Power** 2030: 15-year contract starting on July 1, 2030.

Note that the Hydroelectric Power product considers projects for expanding installed capacity through the installation of new generating units, as well as existing centrally-dispatched hydroelectric power plants whose contracts have not been extended or that have not been auctioned under the terms of Law 12,783, of 2013, except for those that were auctioned under the quota regime and have part of their physical guarantee outside this regime.

Revenue will come from the payment of fixed revenue (R\$/year), adjusted annually by the IPCA index, to be paid in twelve monthly installments. Such revenue could be reduced based on assessment of the operational performance in terms of effective availability of the project. The unavailability of a hydroelectric power plant will result in a 1% reduction of the monthly installment for each hour, with total reduction limited to 30% for each month of assessment, except for scheduled unavailability.

The Ordinance also provides that the physical guarantee related to the expansions of hydroelectric projects will be calculated based on the current methodology defined in Ordinance GM/MME 406, of 2017. Furthermore, the possibility of anticipating the start of supply will be considered, provided that deliberated by the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE), with demonstration of the benefits for the National Interconnected System (SIN).

February 14, 2025 is the deadline for registration and technical qualification of the projects for the Auction. After registration of the projects, the following steps are planned: (i) publication of the Ministry of Mines and Energy's (MME) Public Consultation (PC) to discuss the Auction system, followed by publication of the Ordinance; (ii) publication of a Technical Note by the Energy Research Company (EPE), containing the methodology, assumptions and criteria for defining SIN's

remaining capacity for generation distribution; (iii) publication of a Technical Note by the ONS containing SIN's remaining capacity for generation distribution, to be contracted in the Auction; and (iv) publication of the PC by ANEEL to discuss the Auction Notice, followed by publication of such Notice.

Auren recently obtained approval from ANEEL for revision of the Basic Project of the Porto Primavera hydroelectric power plant to operate four new additional generating units, with capacity of 110 MW each, totaling 440 MW of additional capacity to the plant. Currently, Auren is actively working to arrange the inclusion of the Porto Primavera plant in LRCAP 2025.

Offshore Wind Power Law Enacted with Vetoes on Unrelated Matters

On January 10, 2025, Law 15,097/2025 was enacted, establishing the legal framework for the exploration of offshore wind power in Brazil. The legislation establishes rules for the concession and exploration of maritime areas and inland waters for the installation of wind farms, marking a strategic advancement for the Brazil's energy mix.

Upon enactment of the law, most matters outside the original scope were vetoed, which included incentives for fossil sources and tax changes unrelated to offshore energy. These vetoes ensure that the legal framework remains focused exclusively on the development of renewable energy, aligned with the country's sustainability targets. Anyway, the Executive's vetoes must be endorsed by the Brazilian Congress, which is an important political decision to be taken by the government and legislative leaders. However, there is no date set for the vetoes to be analyzed.

ANEEL launches a new phase of discussion within Public Consultation 45/2019, which deals with generation cuts and limitation for centrally-dispatched plants

In connection with ANEEL Public Consultation 45/2019 (PC 45), which aims to regulate the operational criteria adopted by the National Electricity System Operator (ONS) for generation limitations and reductions for centrally-dispatched plants and plants or groups of plants considered by ONS in the operation scheduling stages, after the processing of the very short-term model and real-time operation of the SIN, the 3rd phase of PC 45 was launched, with contribution period from December 11, 2024 to February 10, 2025.

From its inception, PC 45 aimed to address the transparency of ONS' operations, as well as defining clear criteria, whether or not considering the commercial effects of all those involved in the operation. As a brief history, it should be noted that, in the 1st Phase of PC 45, launched from December 19, 2019 to March 18, 2020, there was a proposal from the regulatory authority to define criteria for reducing and limiting generation, ensuring efficiency in real time and lower cost for end consumers, as well as a proposal for distributing the commercial effects of these cuts among the impacted generators.

However, the 2nd phase of PC 45, from August 11, 2022 to November 10, 2022, after reviewing contributions on the topic, narrowed the scope to establish objective and transparent criteria for the ONS to proceed with generation reduction or limitation based on an economic rationale, but only from the consumer's perspective, without addressing the proposal for distributing the commercial effects among the plants that had experienced the cuts.

As a result of the analysis of the contributions from the 2nd Phase, presented in Technical Note 240/2024-SGM/ANEEL (NT 240), ANEEL accepted some suggestions from wind, solar and hydroelectric power generators for the redistribution of generation cuts, aiming to reintroduce economic criteria for these generators, such as: prioritizing the allocation of power cuts among plants with an Access Opinion and which have explicit generation restrictions and a provisional Declaration of Compliance with Network Procedure, in addition to providing greater clarity on how the power cut should be distributed among these same power sources.

As a proposal, a new draft of the regulation was presented in the 3rd Phase of PC 45, which regulates the criteria for carrying out generation cuts. Although focused on the economic issue from the consumer's point of view to some extent the resolution observes a regulatory balance for the affected generators by considering, for example, that in the post-operation stage, the cuts, whether for electrical or energy reasons, will be redistributed among a larger group of plants, whenever possible. The new proposal would seek to minimize the overall effect of operational decisions, which in real time could be more effective in a concentrated manner, and the generator could not manage or anticipate such actions.

The 3rd phase of PC 45 includes various documents available for analysis, and which will receive contributions until February, when the Company intends to express its views on the subject.

ANEEL launches Public Consultation 23/2024 to address the connection to the consumer transmission network, focusing on new loads from data centers and green hydrogen production

ANEEL Public Consultation 23/2024 (PC 23) was launched with a contribution period from October 2, 2024, to November 25, 2024, aiming to obtain inputs to assess the need for regulatory intervention regarding requests for access to the basic network by consumer units. Such assessment would primarily focus on the indication of significant network connection requests due to the demand that may be generated by loads from data centers and green hydrogen production plants in Brazil.

In short, PC 23 proposed changes to the procedures and requirements for access to the basic network by consumer units, which must comply with Decree 5,597/2005, the report "*Guia de Procedimentos para Acesso ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e Conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional*" and the Network Procedures. The proposed changes mainly refer to the final stages of the access process, which involve actions by ANEEL and ONS, without any suggestions for improvements in the initial stages involving the MME and EPE, as this would require an amendment by the Executive to the Decree itself.

According to data presented within the scope of PC 23, there are about 28 requests by consumers for access to the basic network filed with the MME. If implemented, these requests will result in an additional network contracting for consumer units that could reach 18 GW in 2030 and 37 GW in 2037 - a significant increase.

The Regulatory Agency is concerned about speculative access requests that may require transmission expansions without any consumer assurances that the access will actually occur. Therefore, ANEEL proposes normative changes similar to those established by Normative Resolution 1,069/2023 for renewable generating plants, making access more costly by requiring, for example, financial guarantees for access to the transmission network.

The measures suggested by ANEEL are the following:

Financial Guarantee for requesting the Access Opinion: The amount will be proportional to the validity period of the Opinion, which is calculated in accordance with the consumer's peak and off-peak demand. The guarantee is released after the execution of the Agreement for Use of Transmission System (CUST) or when the connection is technically found unfeasible.

Financial Guarantees required for execution of the CUST: The guarantees will be released only after the energization of the facilities, meeting all the requirements set forth in the Network Procedures for operation on a definitive basis and the contracting of the highest Demand for Use of the Transmission System (MUST) established in the minimum overall cost study that motivated the issuance of the MME Ordinance. Execution of this guarantee is proposed in the event of termination of the CUST or uncontracting of a connection point before its return. The amount will be equivalent to the contractual charges referring to three years, calculated by multiplying the current Tariff for Use of Transmission Systems (TUST) and the highest MUST among those provided for in the Access Opinion.

Limitations on the Supply Start Date Envisaged in the CUST: The start date of MUST contracting established in the CUST originally entered into cannot be after the date provided for in the minimum overall cost study that motivated the issuance of the MME Ordinance.

Single Postponement of MUST: The start date of contracting of the MUST defined in the first contract executed may only be postponed once and for up to 12 months, upon payment of a network reserve charge associated with the postponement period, based on the estimated Charges for Use of Transmission System (EUST).

Reversal of Stages Grant/Authorization and Execution of the CUST: The ANEEL authorization for the consumer unit to access the basic network can only be requested and issued after execution of the respective CUST.

The sector entities have contributed to a new phase of PC 23 to be launched seeking some improvements, ranging from improving the costs involved, given the reality of these new consumers, to changing some deadlines involved. The primary concern is to ensure systemic safety without hindering the new green hydrogen ventures, whose legal framework was recently approved, and data center businesses, which are in high demand and are seeking regions for development and scaling in light of the energy transition.

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

6. Material Information

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.

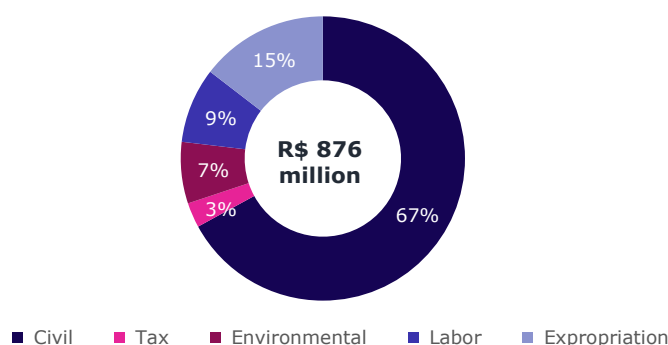
In 2024, the Company was involved in legal proceedings representing a contingent liability of R\$ 876 million classified as probable loss and R\$ 3.010 million classified as possible loss, totaling R\$ 3.886 million. This amount represents an increase of R\$ 1.296 million compared to the 2023 contingent liability, with the following variations:

- An increase of R\$ 1.486 million due to the acquisition of AES Brasil, with 97% of this amount classified as a possible loss and 3% as a probable loss. Of the total amount, R\$ 1.3 billion consists of tax-related contingent liabilities, distributed across 89 lawsuits;
- A reduction of R\$ 363 million due to the closure of legal proceedings that were part of Auren Energia's litigation before the acquisition; and
- An addition of R\$ 173 million related to interest from monetary corrections on Auren Energia's balance before the acquisition.

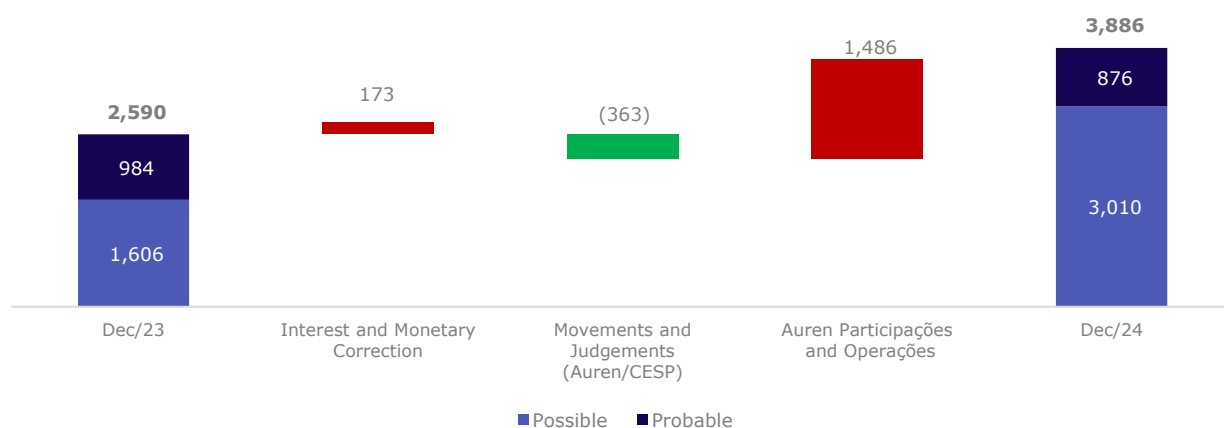
Regarding the contingent liabilities disclosed between the end of 2023 and 2024, already considering the acquisition of AES Brasil, there was a reduction of R\$ 108 million in provisions, resulting from the closure of legal proceedings that were part of Auren's litigation.

Considering the impact of the AES Brasil acquisition and, therefore, the consolidation of the companies' litigation, the profile of probable contingent liabilities is distributed as shown in Chart 20. The civil litigation portfolio stands out, with 1,257 indemnity-related lawsuits, as well as claims filed by brickmakers, fishermen, and others of a regulatory and real estate nature.

| Chart 20 | Profile of Probable Contingent Liabilities (% Total)



| Chart 21 | Profile of Probable and Possible Contingent Liabilities (% Total)



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.

Pension Plan – VIVEST

As mentioned in prior periods, aiming to address the obligations of the Company, CESP structured and executed various measures to reduce the deficit, such as: (i) opening the voluntary migration plan that enabled participants of the defined benefit plans (Supplementary Retirement and Pension Plan - PSAP) to transfer their assets to a Defined Contribution (CD) plan; and (ii) changing the criteria for updating the granted benefits from IGPM to IPCA.

The values of the actuarial liabilities presented in the Company's Financial Statements are calculated in accordance with the provisions of the technical pronouncement of the Accounting Pronouncements Committee 33 (R) / IAS 19 – Employee Benefits (CPC 33).

At the end of 2024, according to CPC 33, there was a reduction in the actuarial deficit of the CESP plan by R\$ 791.8 million compared to the end of 2023, mainly due to the increase in the discount rate of the liability (NTN-B) from 9.03% in 2023 to 11.42% in 2024, as shown in Table 26. With the acquisition of AES Brasil, the Company began presenting the obligations of the defined benefit plan of Auren Operações (formerly AES Operações) with a balance of R\$ 27.5 million. The AES pension plan is also managed by Vivest and has characteristics similar to the CESP plan.

| Table 26 | Calculation of Actuarial Deficit as per CPC 33 Methodology

R\$ Million	2024	2023	Var. %	Var. R\$
Present Value of Liabilities	(5,917.7)	(6,339.6)	-6.7%	421.9
Fair Value of Assets	5,048.90	4,706.5	7.3%	342.4
Deficit⁽¹⁾	(868.8)	(1.633.1)	-46.8%	764.3
Real Discount Rate ⁽²⁾	7.65%	5.34%	2.31 p.p	2.31 p.p.

According to the PREVIC methodology, as of December 2024, an actuarial deficit of R\$ 1,818.8 million, solely the responsibility of the sponsor, was recorded. This represents an increase of R\$ 433.9 million compared to the end of the previous year. The increase was primarily due to the incorporation of the obligations from the defined benefit plan of Auren Operações (formerly AES Operações) totaling R\$ 155.9 million, and the performance of the plan's investments underperforming the actuarial target in the CESP plan. It is important to note that the determination of the discount rate methodology for the liability under the PREVIC methodology follows a different criterion than that defined by the CPC 33 methodology mentioned above.

| Table 27 | Calculation of the actuarial deficit according to PREVIC methodology

R\$ Million	2024	2023	Var.	Var. R\$
Present Value of Liabilities	(7,201.4)	(6,354.1)	13.3%	(847.3)
Contracted Operations	(1,210.6)	(1,179.6)	2.6%	(31.0)
Fair Value of Assets	5,207.2	6,089.0	-14.5%	(881.8)
Deficit Calculated 100% Plan	(1,994.2)	(1,540.3)	29.5%	(453.9)
Deficit Calculated Sponsor	(1,818.8)	(1,384.9)	31.3%	(433.9)
Real Discount Rate CESP	4.95%	4.88%	0.07 p.p.	0.07 p.p.
Real Discount Rate AES	4.80%	-	-	-

⁽¹⁾ Amount is shown net in the "Post-Employment Benefits" line under Non-Current Liabilities.

⁽²⁾ The discount rate used to measure retirement benefit obligations must be determined based on transactions in the financial market for high-quality securities. In the absence of securities with this profile, long-term government bonds linked to inflation, specifically NTN-Bs tied to the IPCA inflation index, are used as a reference. The rate applied corresponds to the valuation date (12/31) and is aligned with the average duration of the assessed plans.

Methodology for Calculation of Actuarial Commitments

Based on the methodologies defined in the accounting policy of pension funds in Brazil, below is a brief comparison of the aforementioned methodologies:

| Table 28 | Calculation of Actuarial Deficit as per CPC 33 Methodology

	CPC 33	PREVIC
Methodology for Calculating Actuarial Liabilities	Actuarial method of Projected Unit Credit to calculate the present value of the plan liability	Aggregate actuarial method to calculate the present value of the plan liability
Methodology to define the Discount Rate	Rate is based on long-term government bonds (NTN-B) on December 31, 2024	Rate based on the structure of average interest rate introduced by PREVIC under PREVIC Ordinance 308/2024

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

7. Appendices

1. Breakdown of Energy Sales Agreements in the Regulated Environment (ACR)

| Table 29 | Sales Agreements in the Regulated Environment (ACR)

Sales in ACR	Volume (MWavg)	Auction Price (R\$/MWh)	Reference Date	Adjusted Gross Price (R\$/MWh) ⁽¹⁾	PIS/COFINS Net Price (R\$/MWh)
1º LEN - Porto Primavera HPP	148	116	12/01/2005	317.0	287.7
2º LEN - Porto Primavera HPP	82	125	06/01/2006	336.3	305.1
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190	08/21/2015	296.1	285.3
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145	11/01/2014	243.7	234.8
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127	12/01/2013	225.0	216.8
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143	10/01/2014	249.6	240.5
3º LER - Alto Sertão II	74	101	08/01/2011	281.8	271.5
2º LEN - Alto Sertão II	104	121	05/01/2010	222.8	214.7
6º LER - Guaimbê	30	219	10/01/2014	393.6	382.1
8º LER - Boa Hora	16	292	11/01/2015	478.7	461.3
25º LER - Água Vermelha	20	146	12/01/2017	218.8	210.8
2º LER - Ventus	54	153	12/01/2009	364.4	351.1
2º LER - Mandacaru & Salinas	33	152	12/01/2009	362.7	349.5
12º LEN - Mandacaru & Salinas	31	108	08/01/2011	238.3	229.6
2º LFA - Cassino	26	137	04/01/2010	322.0	298.5
5º LER - Caetés	95	116	08/01/2013	225.1	211.0
5º LER - Ventos do Araripe I	108	110	08/01/2013	213.4	200.1
Average ACR Prices (R\$/MWh)	1,084			309.2	291.6

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

⁽¹⁾ Reference date for prices: December 1, 2024.

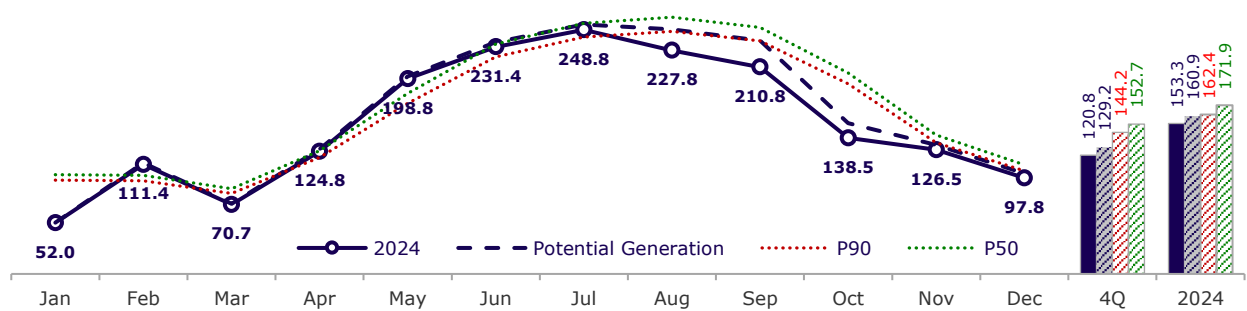
2. Operational Figures by Asset

Ventos do Araripe III Wind Complex

Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventos do Araripe III	357.9	PI	156	GE	GE 2X (2.3 MW and 2.4 MW)	Full Scope Agreement

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

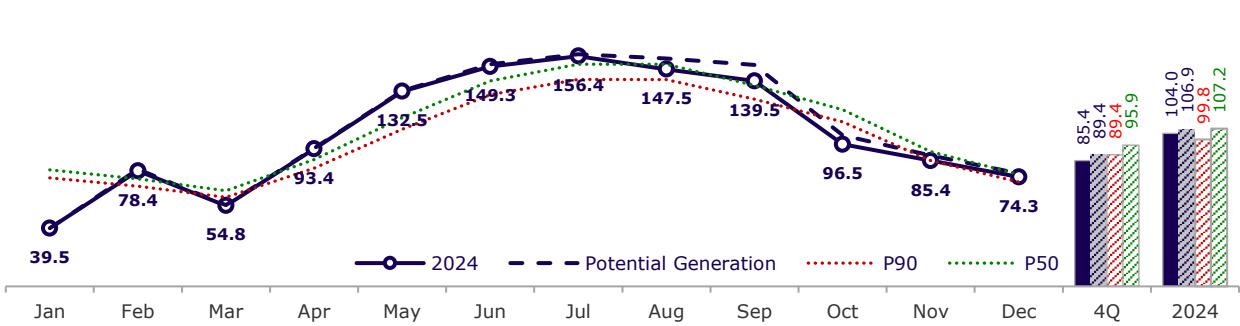


Ventos do Piauí II Wind Complex

Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventos do Piauí II	211.5	PI	47	Vestas	V150 (4.5 MW)	Full Scope Agreement

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

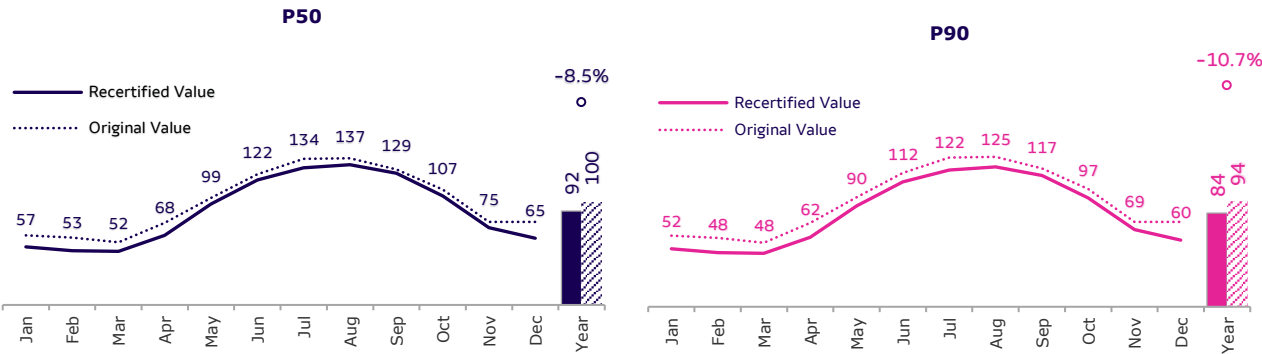


Ventos do Araripe I Wind Complex

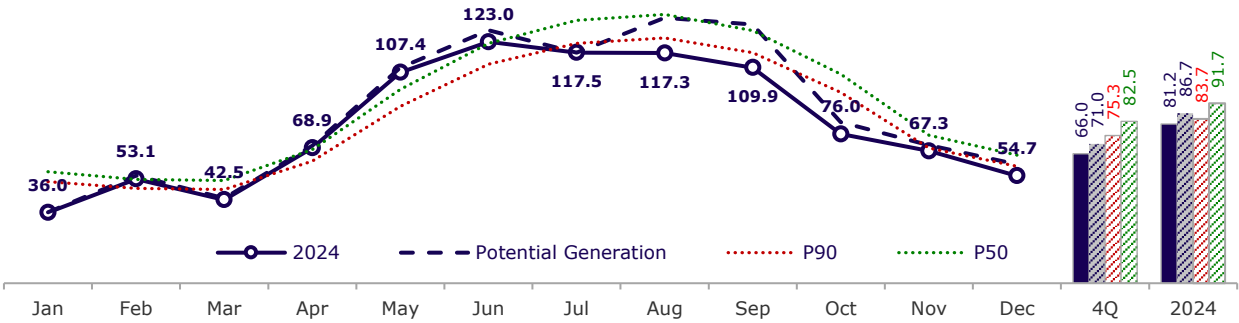
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventos do Araripe I	210.0	PI	105	SGRE	G95 (2.0 MW)	Insourced

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

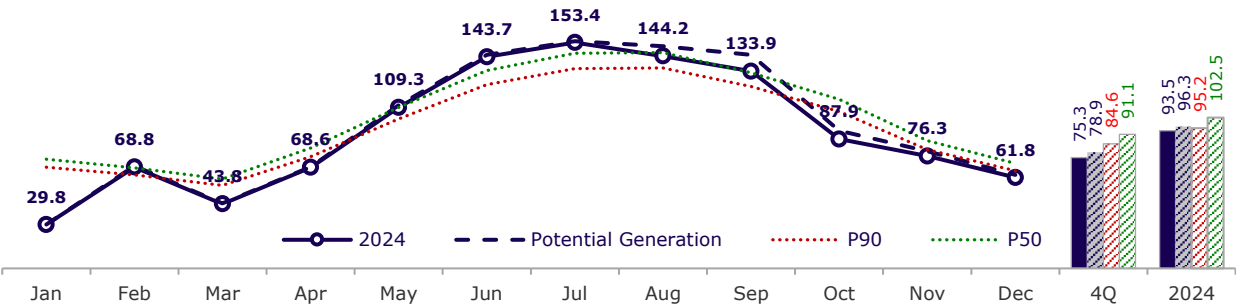


Ventos do Piauí III Wind Complex

Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventos do Piauí III	207.0	PI	46	Vestas	V150 (4.5 MW)	Full Scope Agreement

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

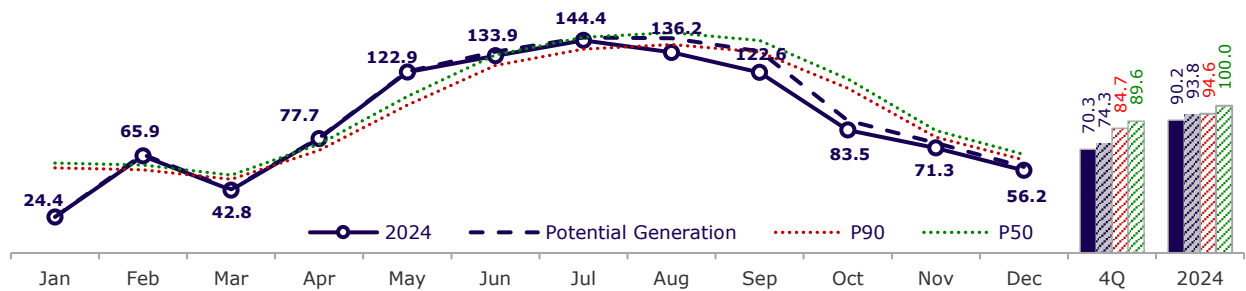


Ventos do Piauí I Wind Complex

Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventos do Piauí I	205.8	PI	98	SGRE	G114 (2.1 MW)	Full Scope Agreement

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

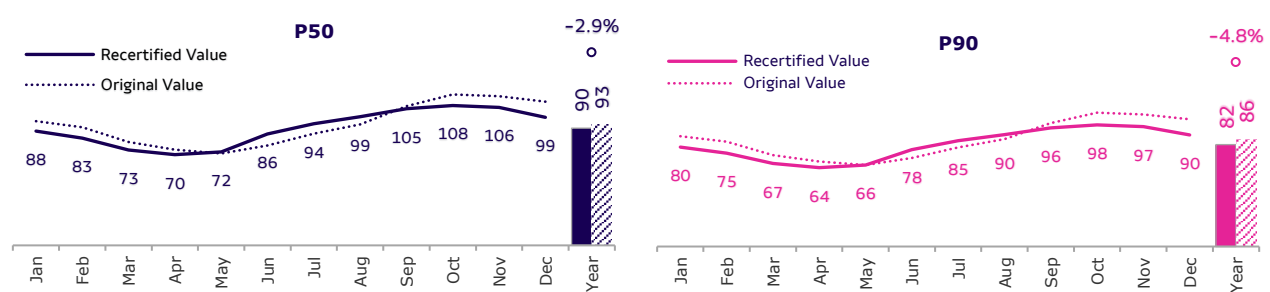


Caetés Wind Complex

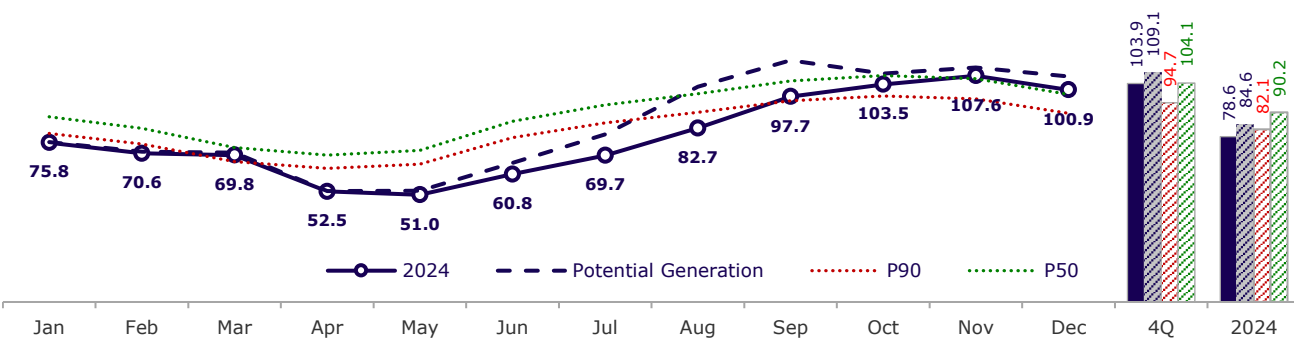
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Caetés	181.9	PE	107	GE	GE100/GE1.6 (1.7 MW/1.68 MW)	Operation Service Agreement

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

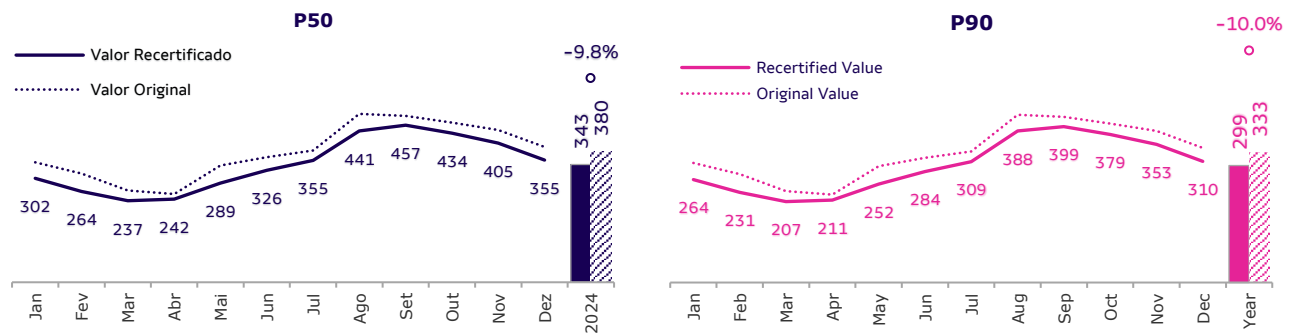


Cajuína Wind Complex

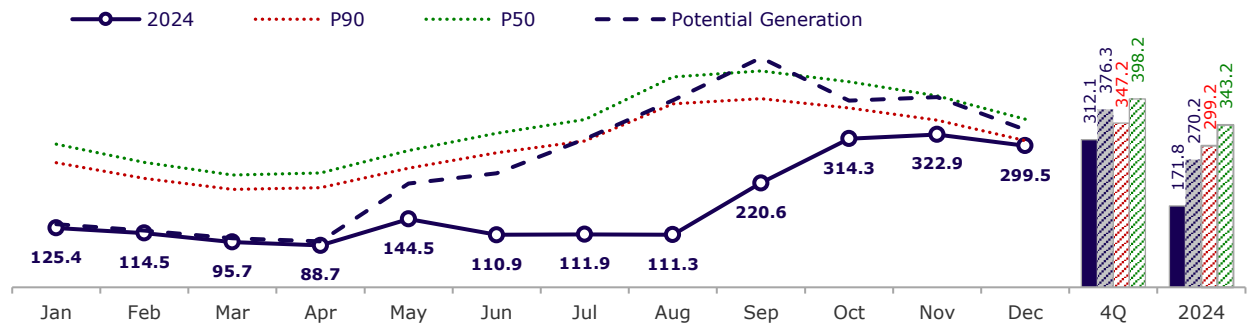
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Cajuína	684.0	RN	120	Nordex	N163 (5.7 MW)	Full Scope Agreement

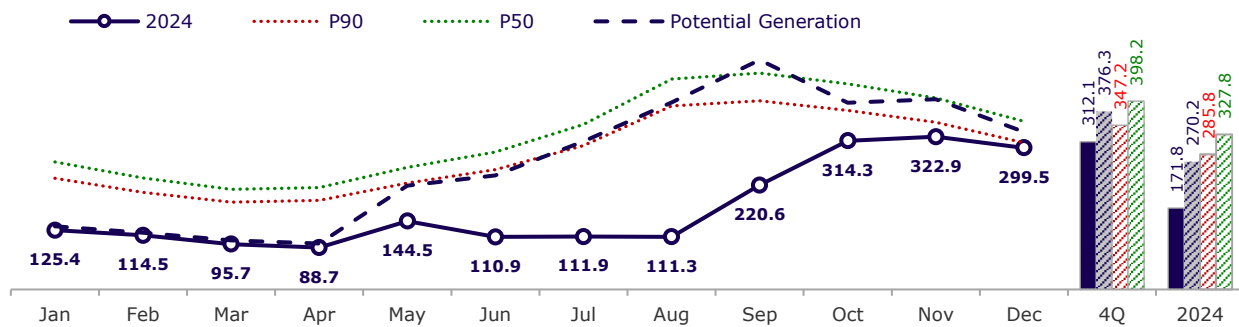
E Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90



Generation (average MW) and Certified Values for Ramp-Up P50 and P90

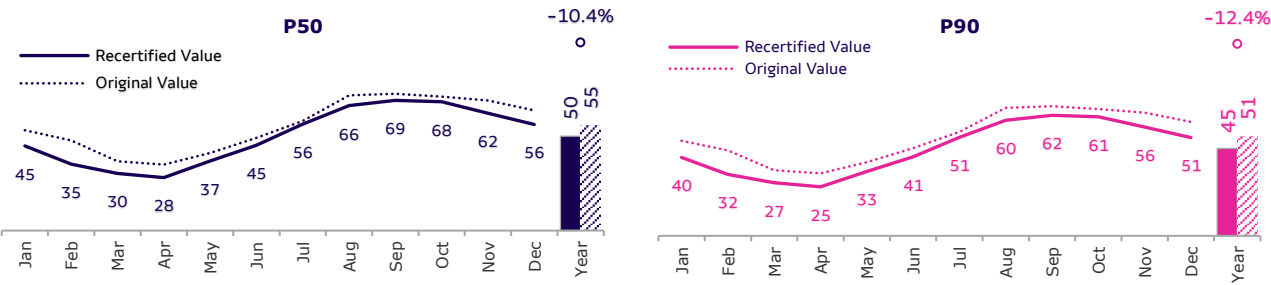


Ventus Wind Complex

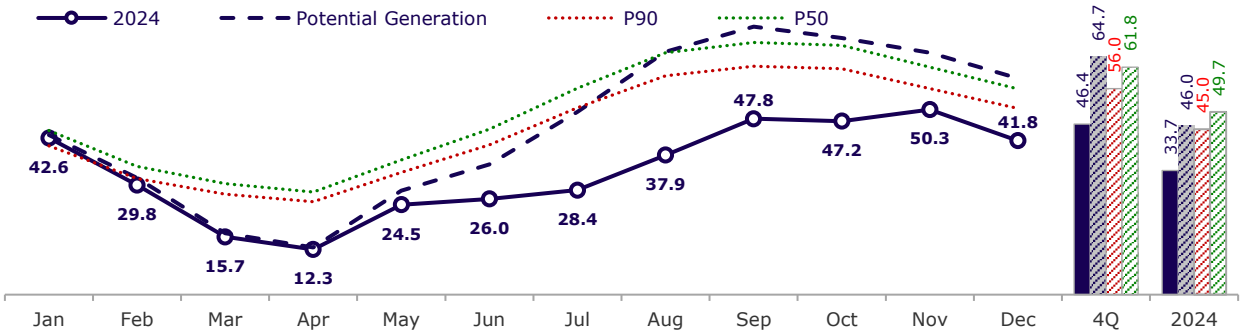
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Ventus	187.1	RN	112	Alston	ECO86 (1.67 MW)	Operation Service Agreement

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

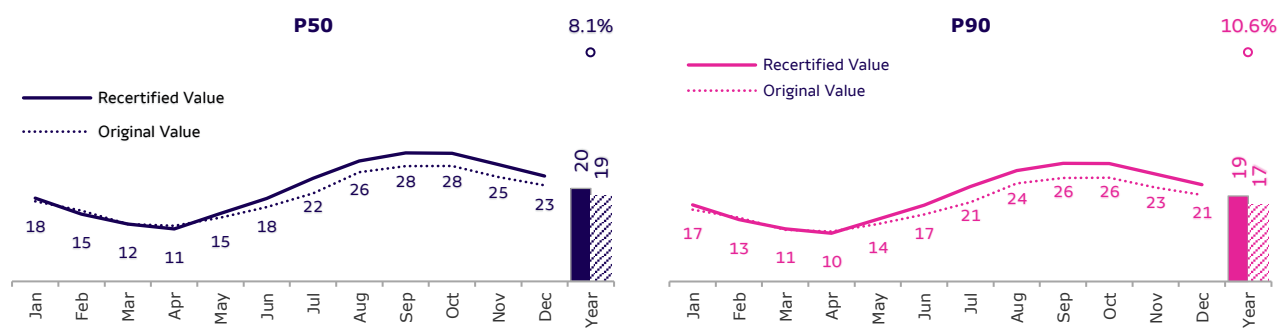


Salinas Wind Complex

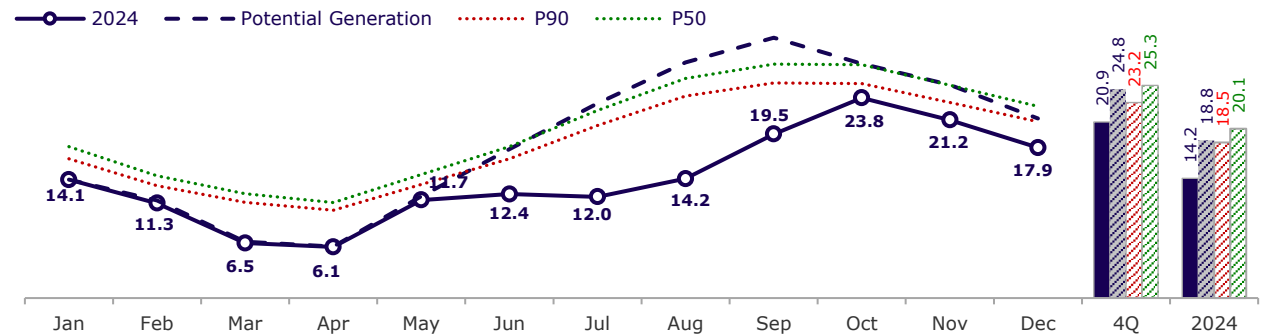
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Salinas	50.4	RN	24	Suzlon	S88 /S95/ S97 (2.1 MW)	Insourced

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90



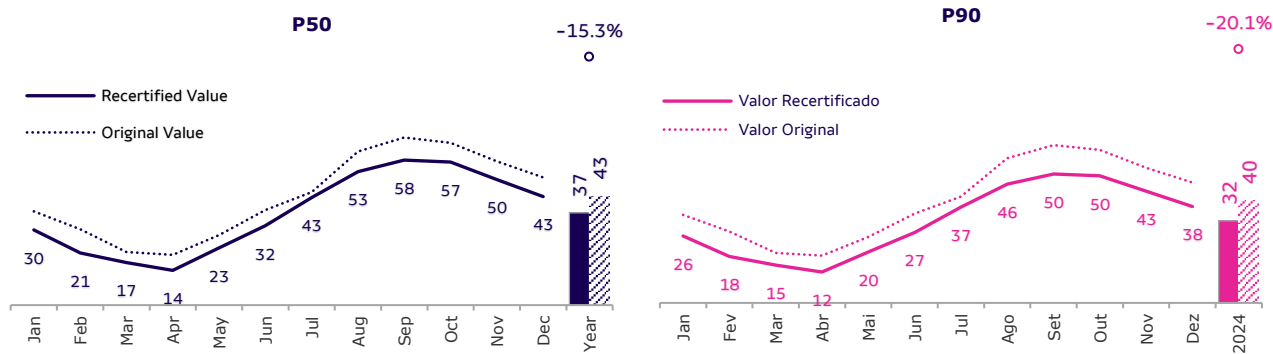
To return to the Table of Contents, click [here](#).

Mandacaru Wind Complex

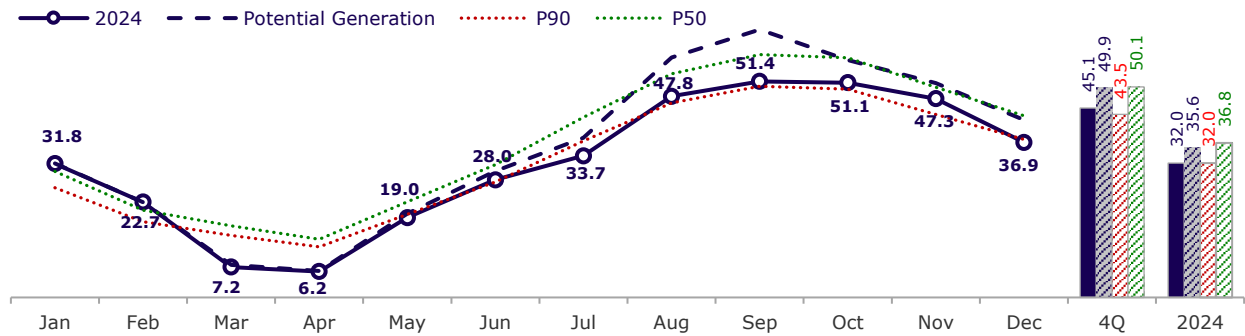
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Mandacaru	108.0	CE	53	Suzlon and SGRE	S88 /S95 (2.1 MW) G97 (2.0 MW)	Insourced

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

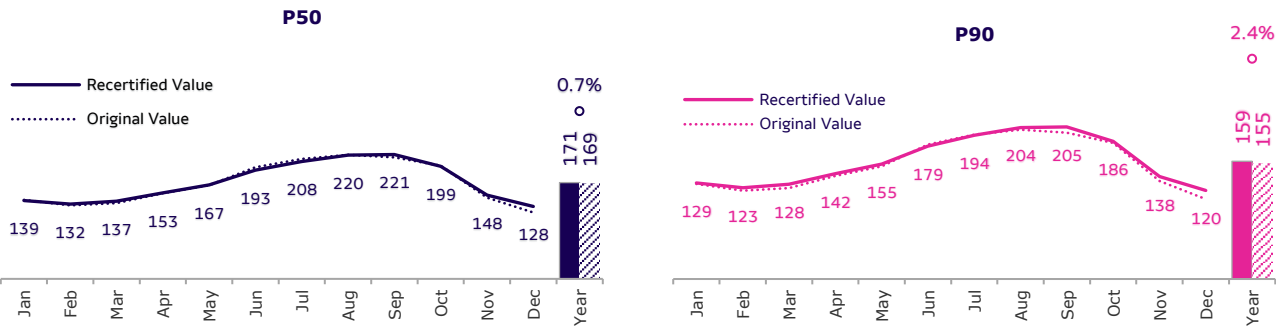


Alto Sertão II Wind Complex

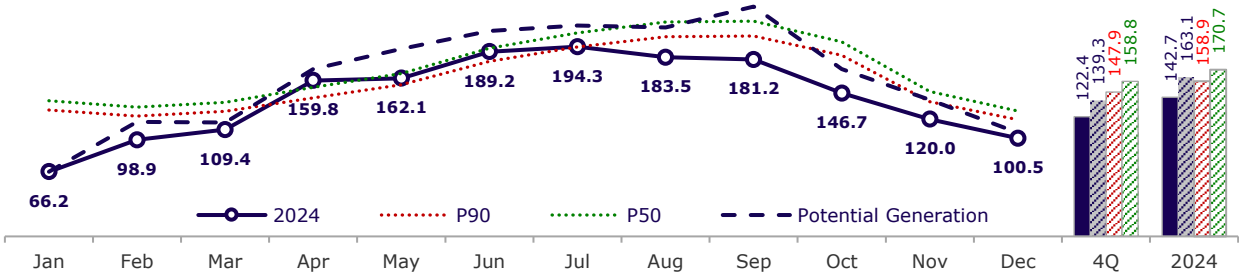
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Alto Sertão II	386.1	BA	230	GE	GE 1.6 (1.68 MW/ 1.62 MW)	Operation Service Agreement

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

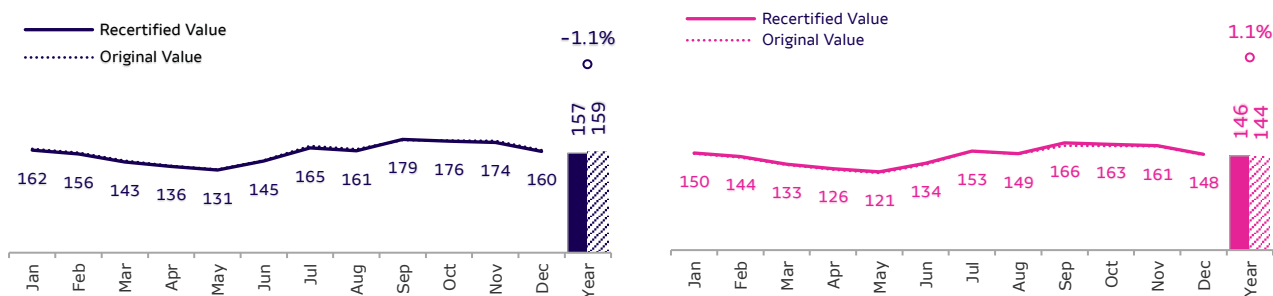


Tucano Wind Complex

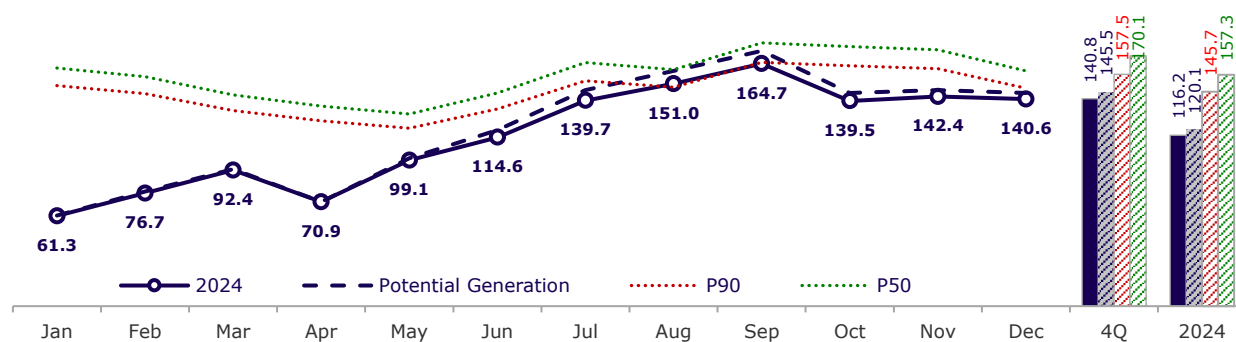
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Tucano	322.4	BA	52	SGRE	SG 6.2 (6.2 MW)	Full Scope Agreement

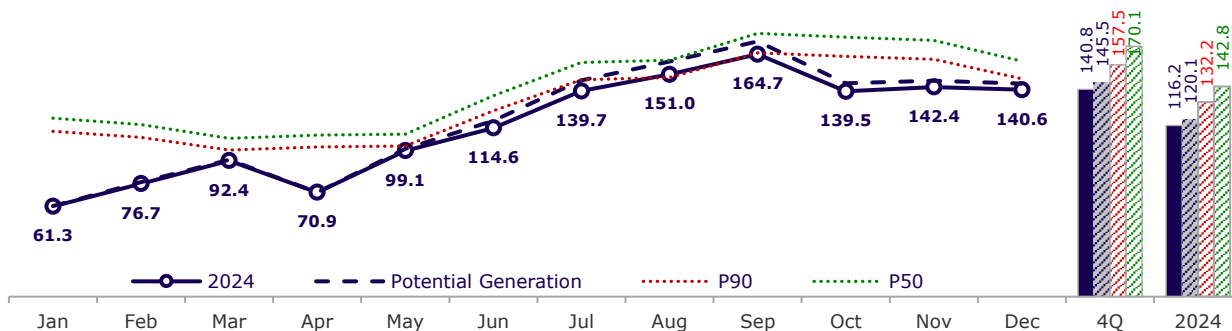
Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90



Generation (average MW) and Certified Values for Ramp-Up P50 and P90

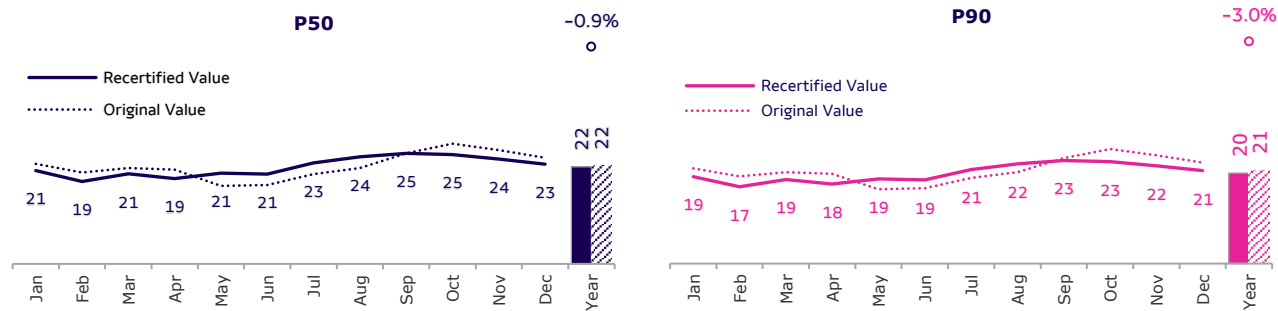


Cassino Wind Complex

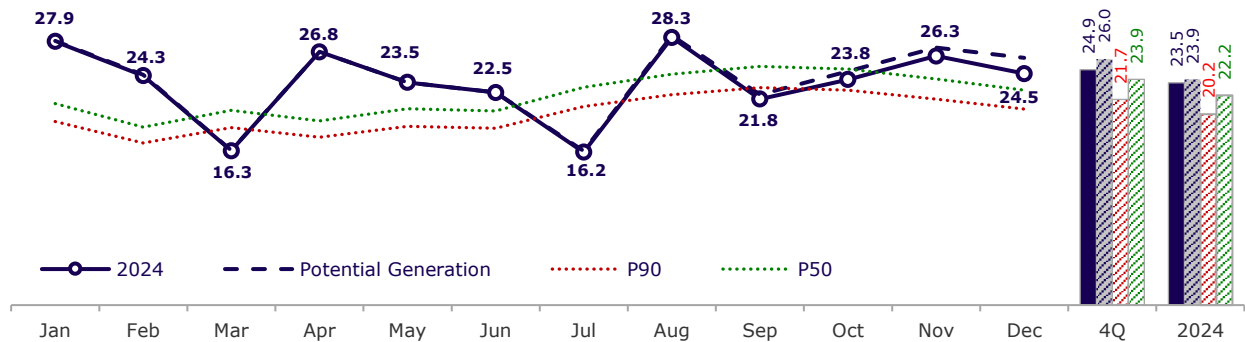
Technical Characteristics

Wind Complex	Installed Cap. (MW)	State	No. of WTGs	Manufacturer	Model	Type of O&M Contract
Cassino	64.0	RS	32	SGRE	G97 (2.0 MW)	Full Scope Agreement

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

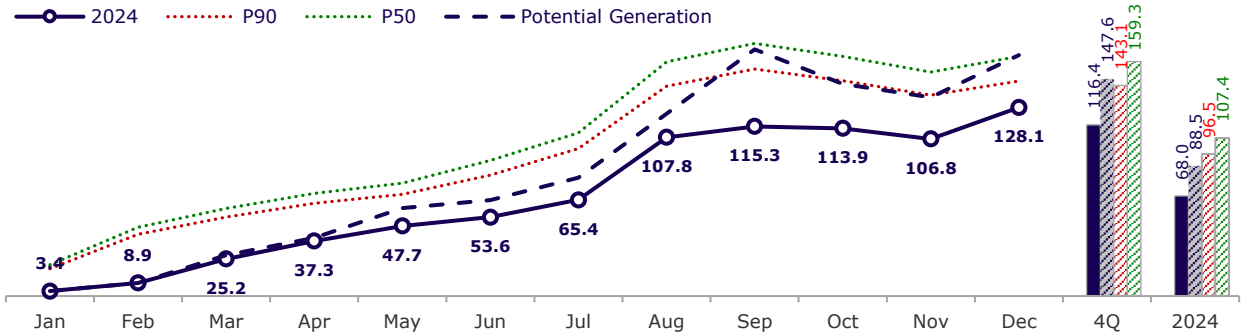


Sol do Jaíba Photovoltaic Plant

Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Sol do Jaíba	500.0	Huawei	Canadian	957,066	368,424 of 655W 578,952 of 660W 9,690 of 665W	Own

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

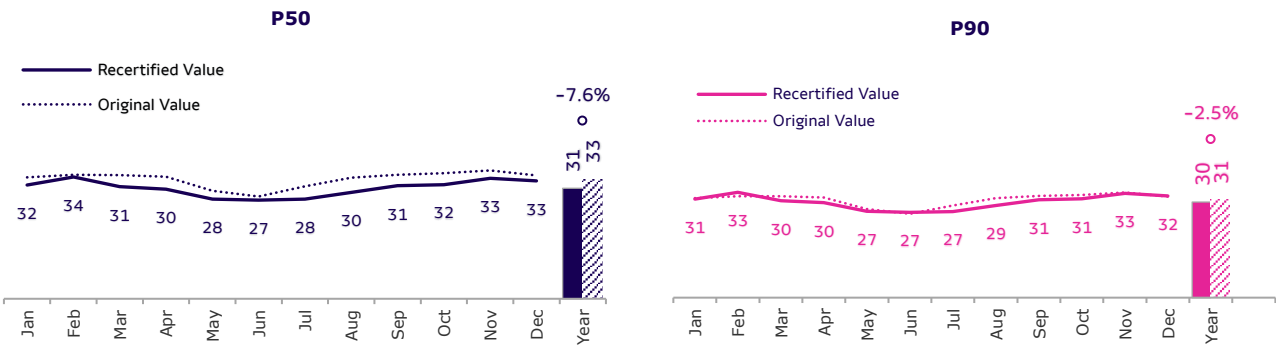


Guaimbê Photovoltaic Plant

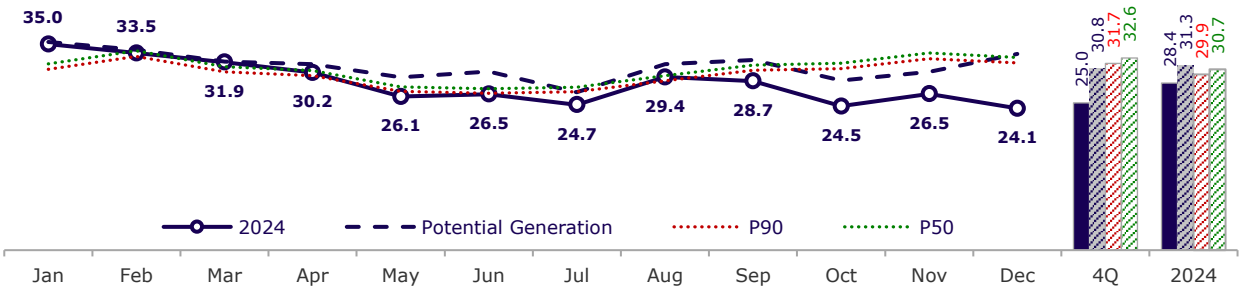
Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Guaimbê	150.0	Ingeteam	BYD	557,550	381,150 of 320W 176,400 of 325W	Own

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

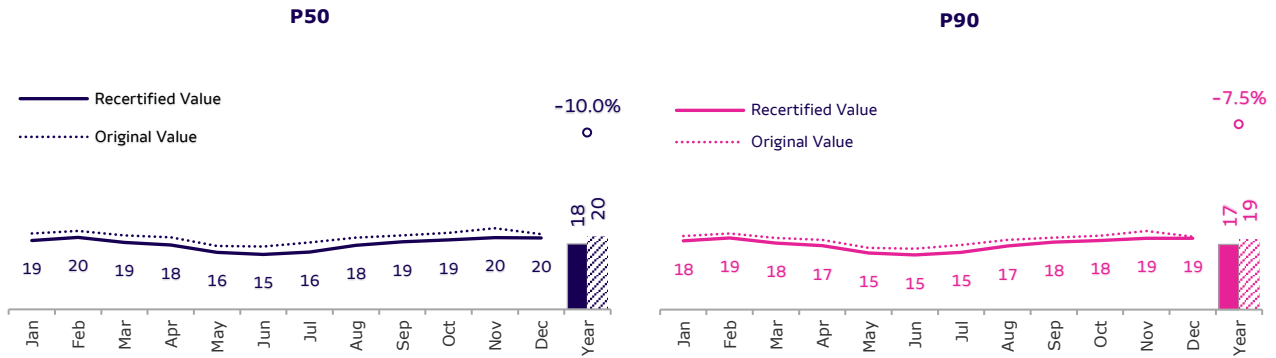


Água Vermelha Photovoltaic Plant

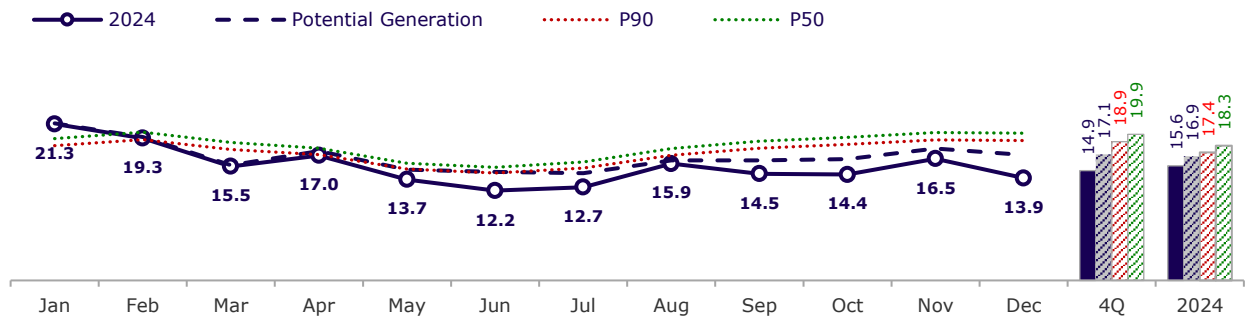
Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Água Vermelha Solar	76.0	Ingeteam	Astronergy	276,520	276,520 of 340W	Own

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

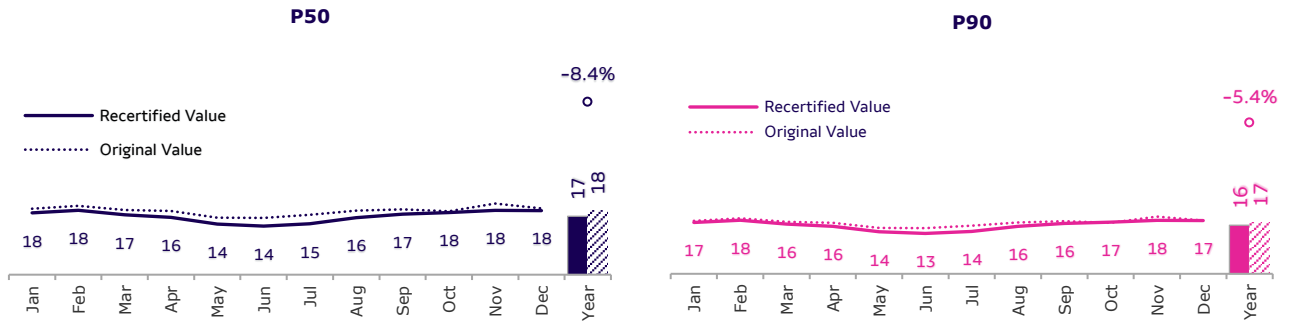


Boa Hora Photovoltaic Plant

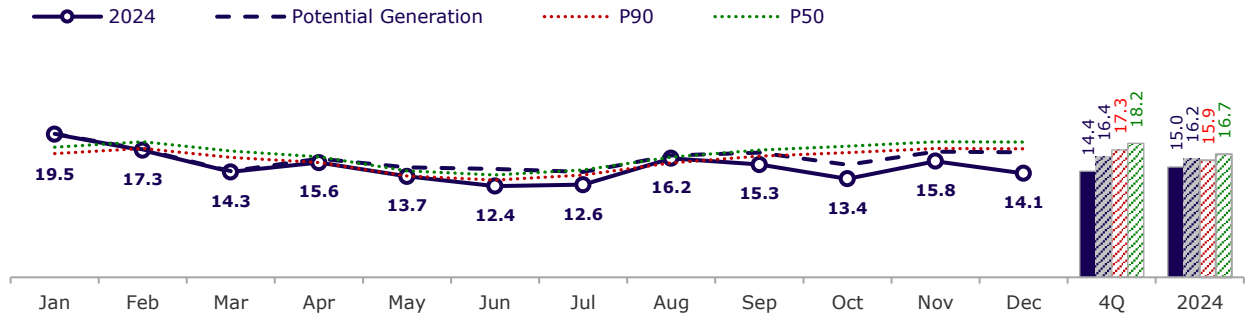
Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Boa Hora	69.1	Huawei	Astronergy	246,240	99,360 of 330W 146,880 of 335W	Own

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

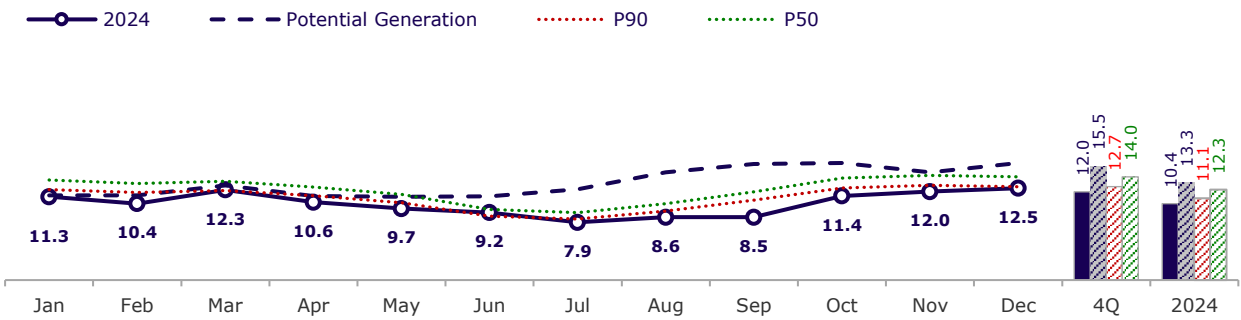


Sol do Piauí I

Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Sol do Piauí I	48.1	Sungrow	Canadian	107,184	54,868 of 540W 52,316 of 545W	Own

Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

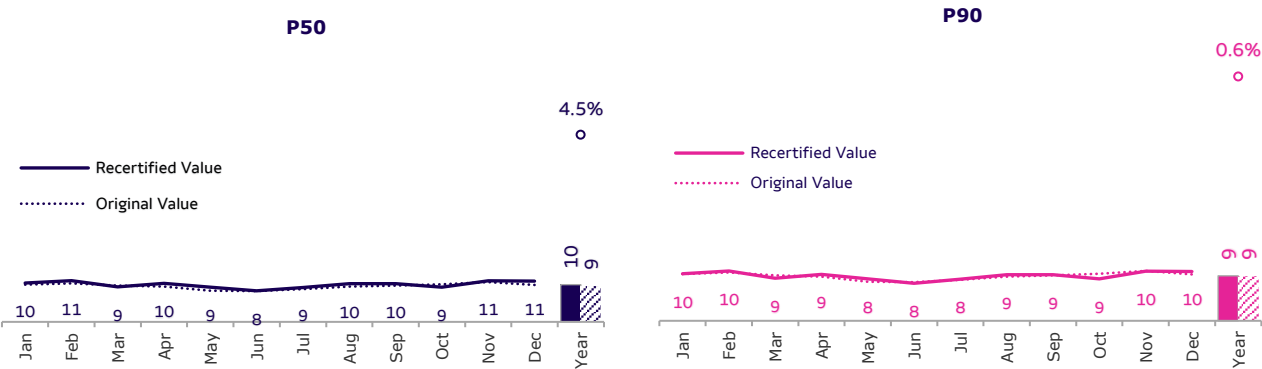


Água Vermelha VII Photovoltaic Plant

Technical Characteristics

Solar Farm	Installed Cap. (MWac)	Manufacturer of Inverters	Manufacturer of Modules	No. of Modules	Power of Modules	Operation and Maintenance
Água Vermelha VII	33.2	Sungrow	JA Solar	73,660	5,568 of 540W 68,092 of 545W	Own

Expected Generation in the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90)



Generation (average MW) and Certified Values for P50 and P90

