

**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 Zanfelic
Diretor Presidente

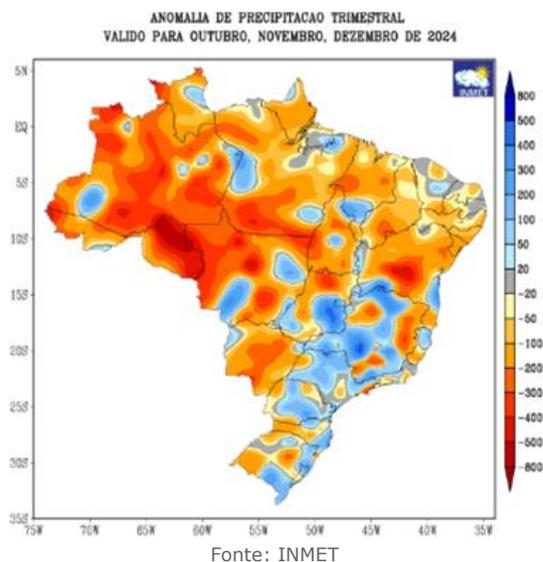
Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

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.

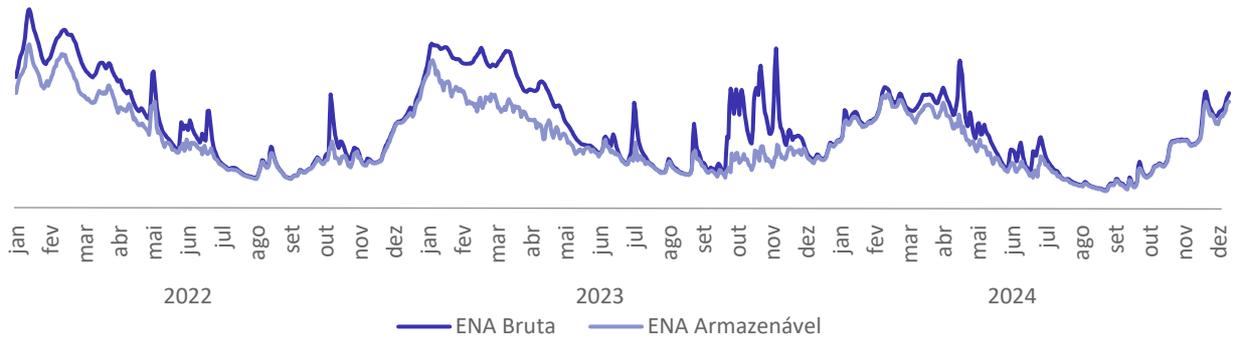
Cabe destacar, porém, que a melhora da condição climática contrastou com períodos de recessão hidrológica ao longo de 2024, sobretudo nos 9 meses que antecederam o início do quarto trimestre.

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)

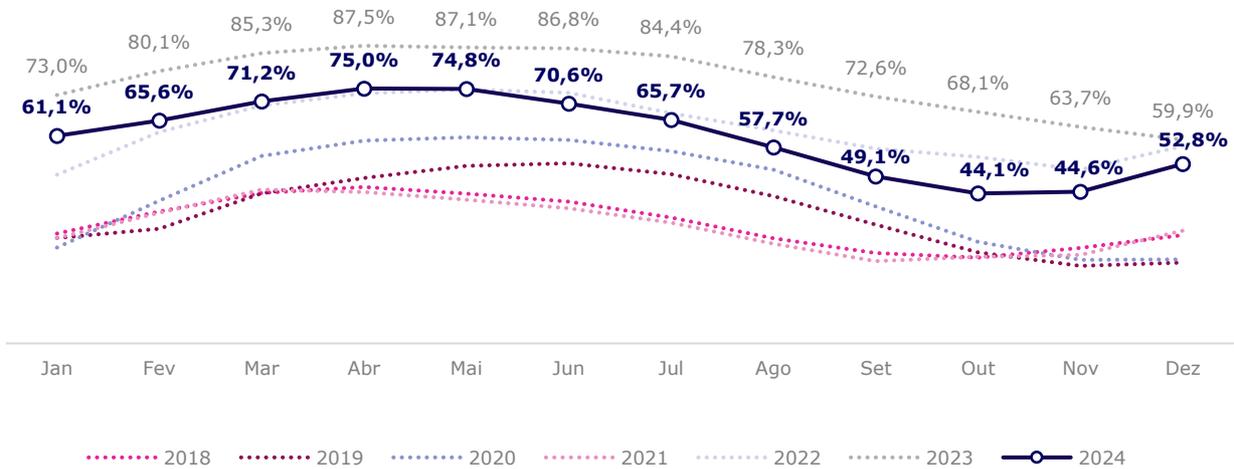


ENA Bruta/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	96%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	117%	102%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	51%	65%	98%	101%	91%	76%

Fonte: ONS

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)

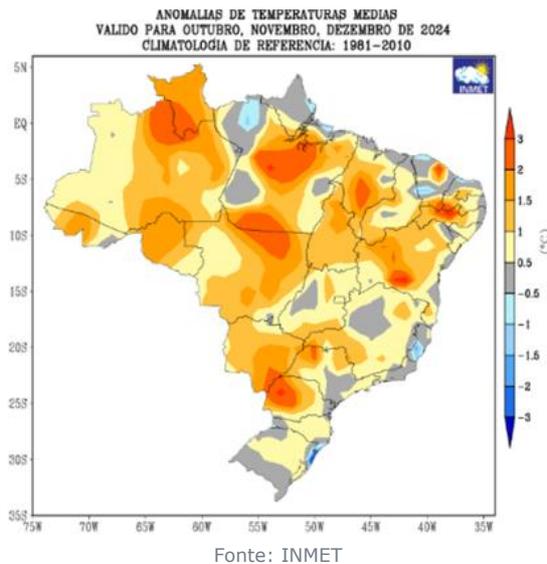


Fonte: ONS

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.

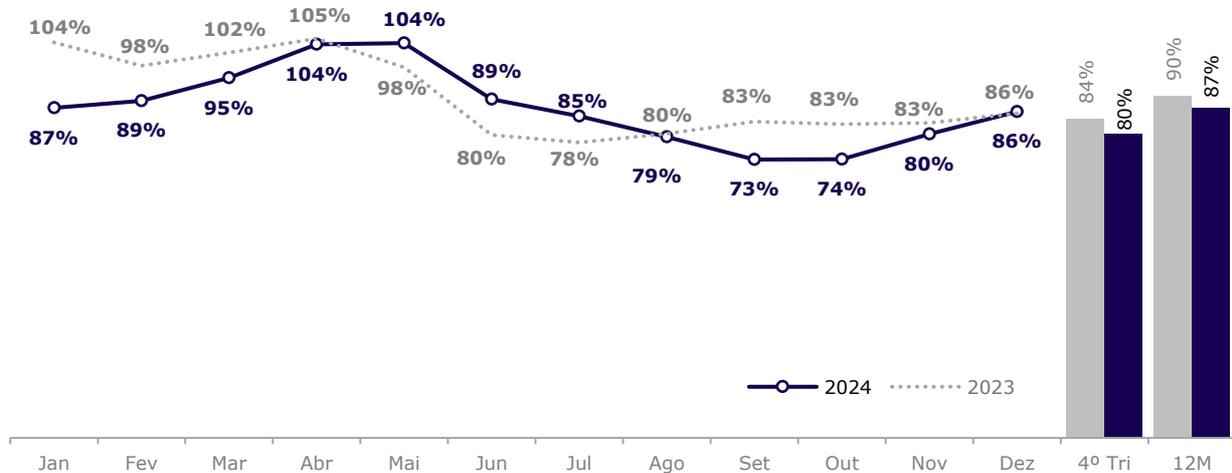
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 0,8% no 4T24 em relação ao 4T23, representando um consumo adicional de 0,6 GW médio. Este comportamento reflete um crescimento econômico contrabalançado pela redução das temperaturas em relação ao ano anterior.

| 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)



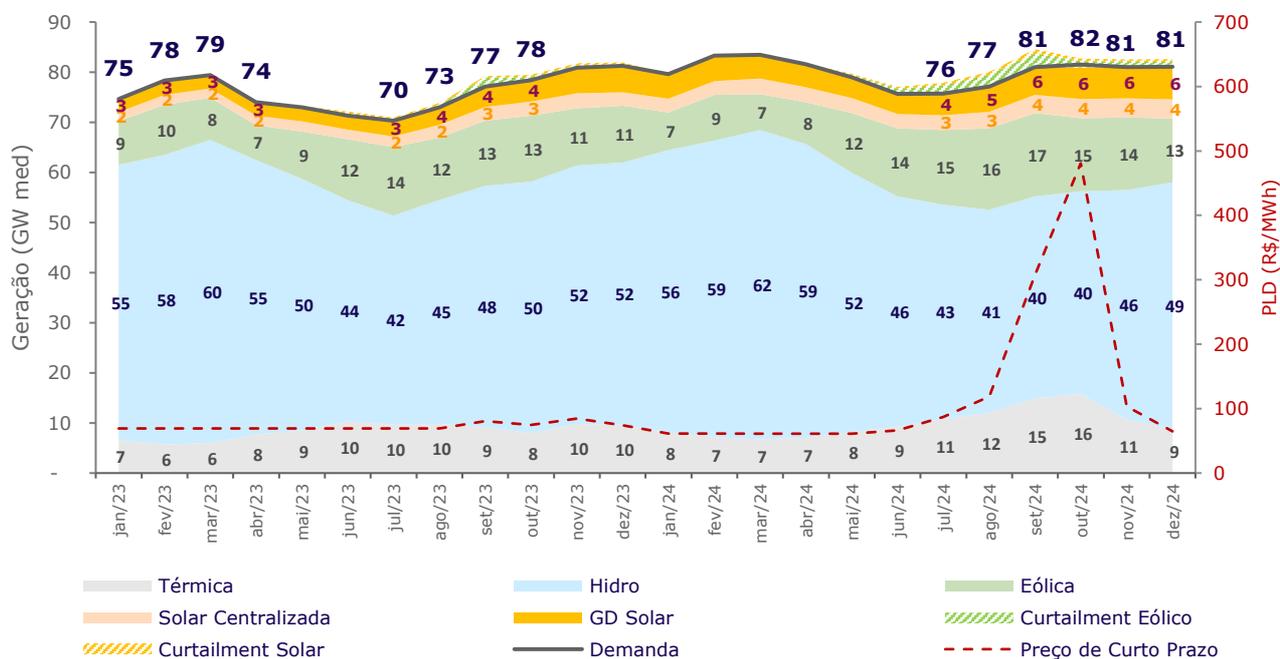
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	77%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	84%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	89%	85%	79%	73%	74%	80%	86%	80%	87%

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)

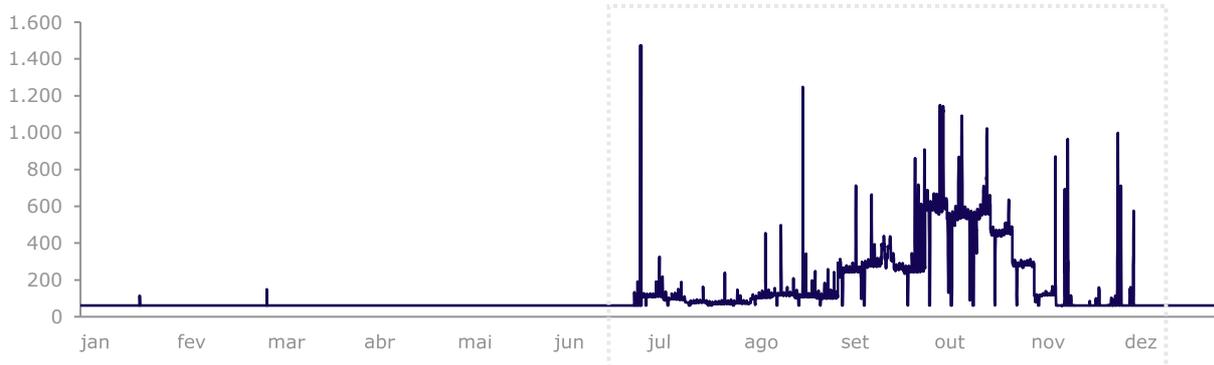


Fonte: ONS e CCEE

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, conseqüentemente, 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)



PLD Médio	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
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

Fonte: CCEE

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*;

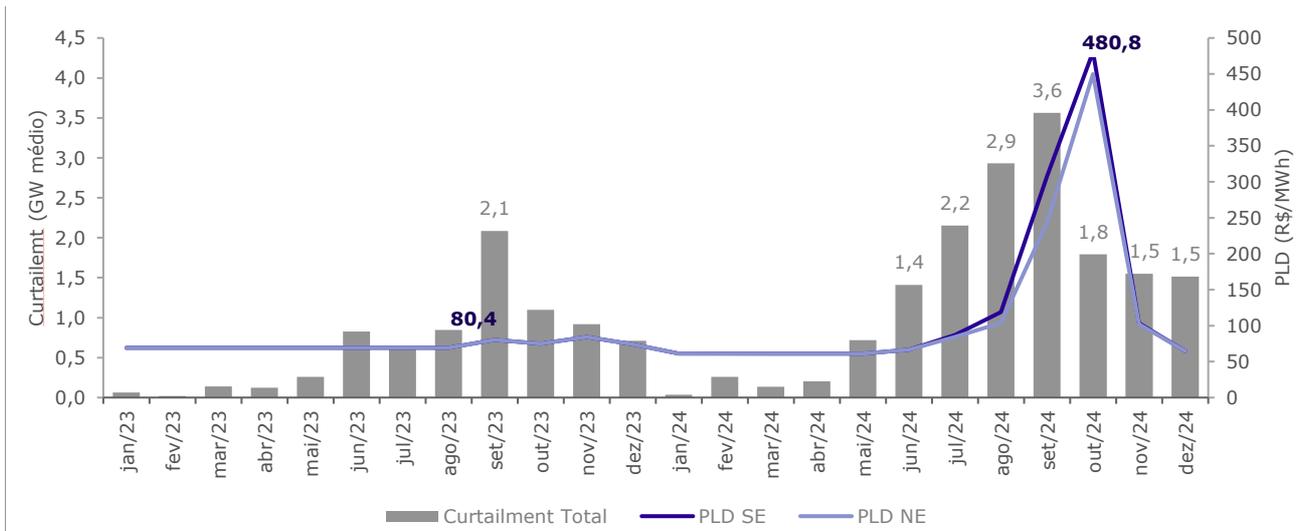
Combinado a esses fatores, o preço de mercado de curto prazo (PLD) nos meses com maior *curtailment* foi mais elevado e bastante volátil, com destaque para o mês de outubro, quando o patamar de R\$ 481/MWh foi atingido, aumentando o impacto financeiro do *curtailment*, em especial para os empreendimentos 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

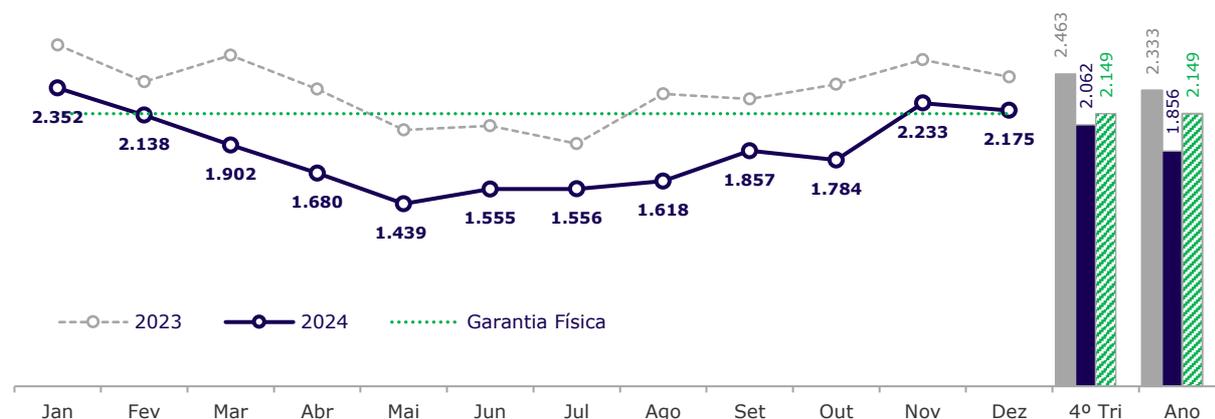
A produção de energia dos ativos hidrelétricos Auren atingiu 2,1 GW médios no 4T24, 16,3% inferior ao 4T23 (2,5 GW médios). No ano de 2024, a produção atingiu 1,9 GW médios, 20,4% abaixo ao valor observado no ano de 2023 (2,3 GW médios), devido ao cenário hidrológico desfavorável no ano de 2024, especialmente 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 Afluyente (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 Afluyente (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 Ibitinga	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⁾
	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
PI	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
	Cajuína	684	120	Nordex	N163 (5,7 MW)	FSA
RN	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%

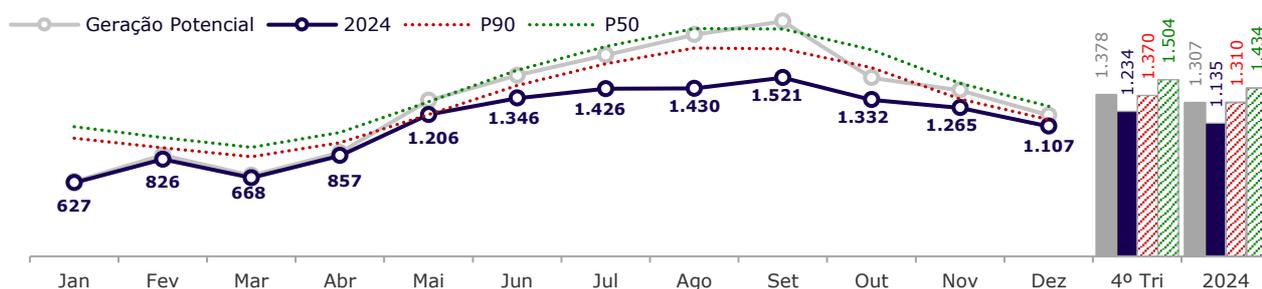
No ano de 2024, a produção de energia dos ativos eólicos do portfólio consolidado da Auren atingiu 1,1 GW médio, 13,7% superior a 2023 (1,0 GW médio) devido principalmente às entradas de operação definitiva dos Complexos Eólicos Tucano

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)



MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	627	826	668	857	1.206	1.346	1.426	1.430	1.521	1.332	1.265	1.107	1.234	1.135
Geração Potencial 2024	636	861	689	882	1.327	1.541	1.713	1.887	2.001	1.520	1.415	1.201	1.378	1.307
2023	680	776	736	638	940	1.177	1.294	1.194	1.299	1.233	966	1.019	1.074	998

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)

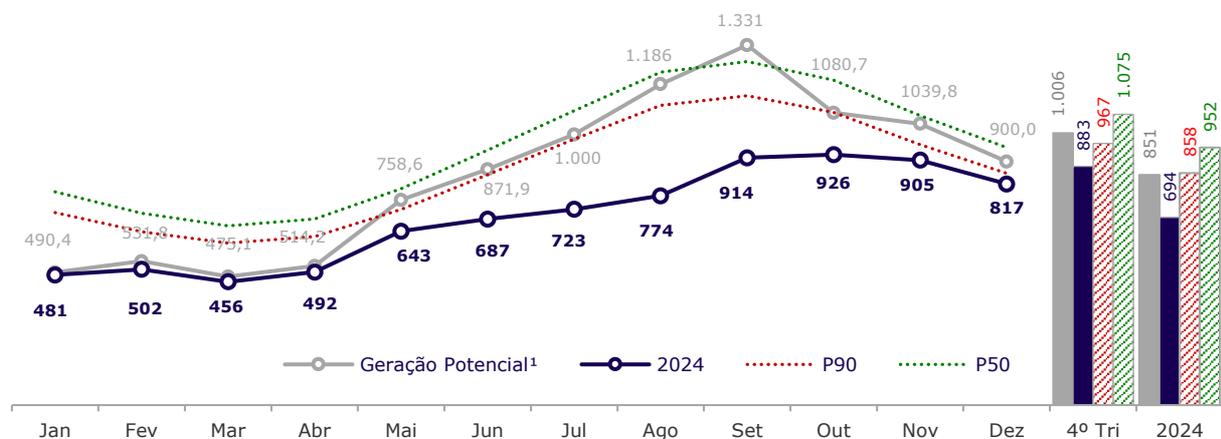


MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	146	325	212	365	563	658	703	656	607	406	359	290	352	441
Geração Potencial 2024	146	329	214	368	568	669	713	701	671	440	375	301	372	459
2023	251	299	317	278	482	609	656	569	623	503	323	385	405	442

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)



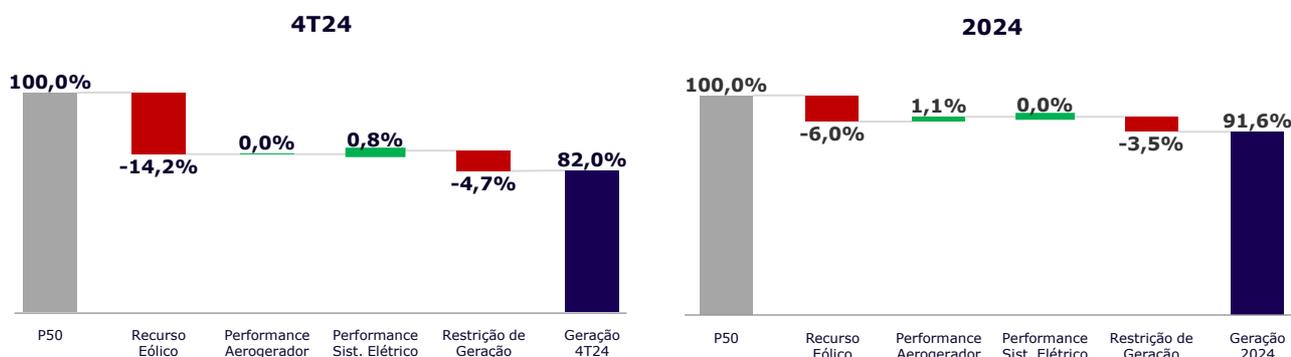
MW médios	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
Geração 2024	481	502	456	492	643	687	723	774	914	926	905	817	883	694
Geração Potencial 2024	490	532	475	514	759	872	1.000	1.186	1.331	1.081	1.040	900	1.006	851
2023	429	477	419	360	458	568	639	624	677	730	643	634	669	555

| 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)



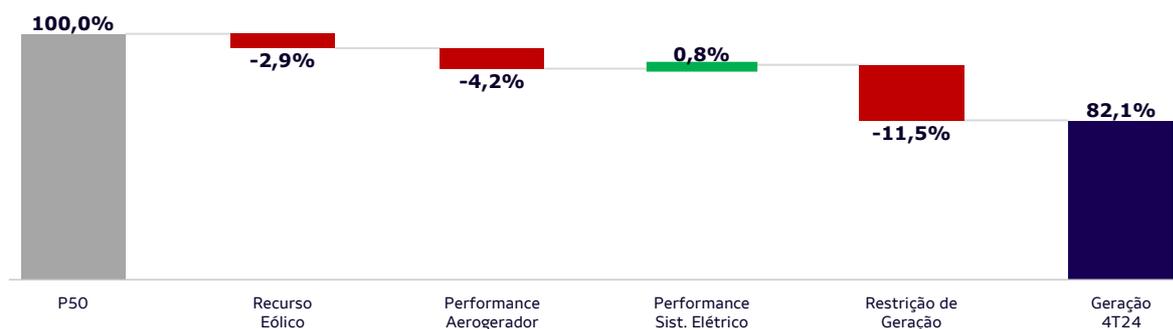
Para os ativos eólicos incorporados (oriundos da AES Brasil), a produção verificada no 4T24 ficou em 82,1% do valor esperado e em linha com o valor observado para o conjunto dos ativos que compunham o portfólio da Auren antes da transação. No entanto, as variáveis que levaram ao desempenho abaixo do 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 4T24	P90 2024	P50 2024
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.

Curtailement

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

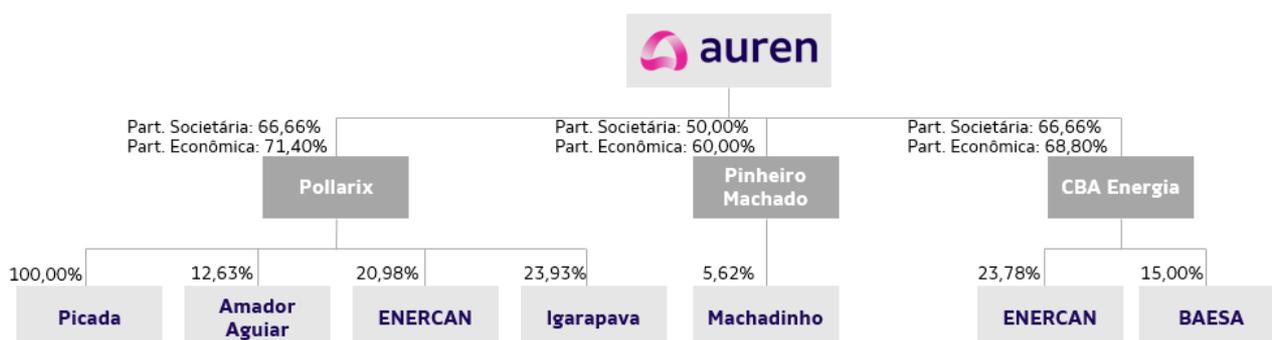


Tabela 14 | Características dos Ativos Hidrelétricos nos quais a Companhia possui Participação Minoritária

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 (MWh)	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.

Balanço 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).

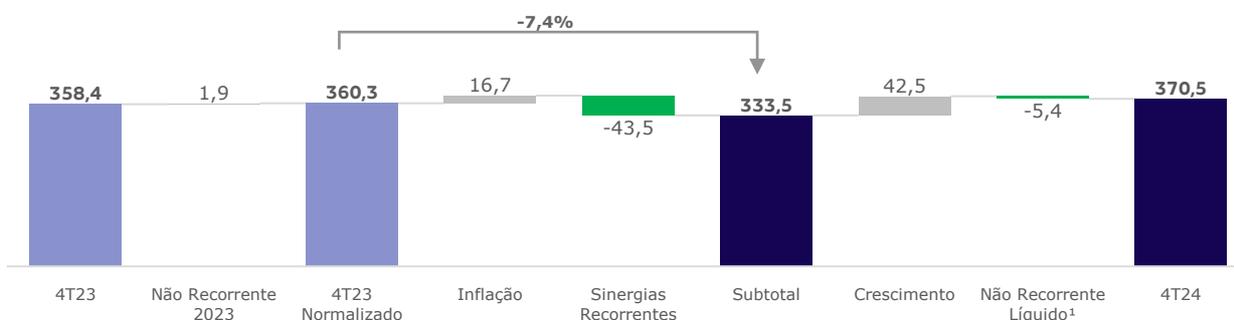
Conforme destacado nas respectivas seções que abordaram cada segmento de negócio, os principais efeitos que influenciaram tal resultado são explicados a seguir:

- 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.
- 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.
- 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:

- 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.
- 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).

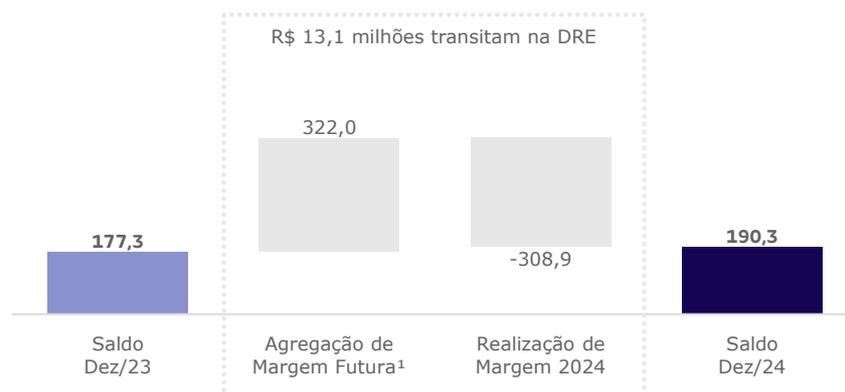
No ano, os custos e despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 680,3 milhões, 3,7% acima do registrado em 2023 (R\$ 656,2 milhões), em função da manutenção bianual das eclusas e do processo de recuperação da disponibilidade dos ativos eólicos operacionais da Auren Operações (antiga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

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

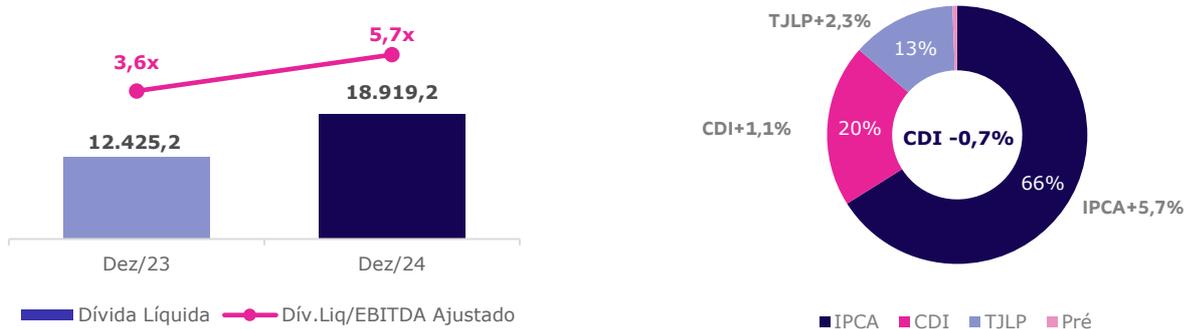
R\$ milhões	Dez/24	Dez/23	Var.	Set/24	Var.
Dívida Bruta	27.044,7	17.810,0	51,9%	20.700,6	30,6%
Instrumentos Financeiros Derivativos ⁽¹⁾	(182,6)	346,5	n.a.	12,2	n.a.
Arrendamentos	170,6	286,8	-40,5%	303,7	-43,8%
Dívida Bruta Ajustada⁽²⁾	27.032,7	18.443,3	46,6%	21.016,9	28,8%
Liquidez ⁽³⁾	8.113,5	6.018,1	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.

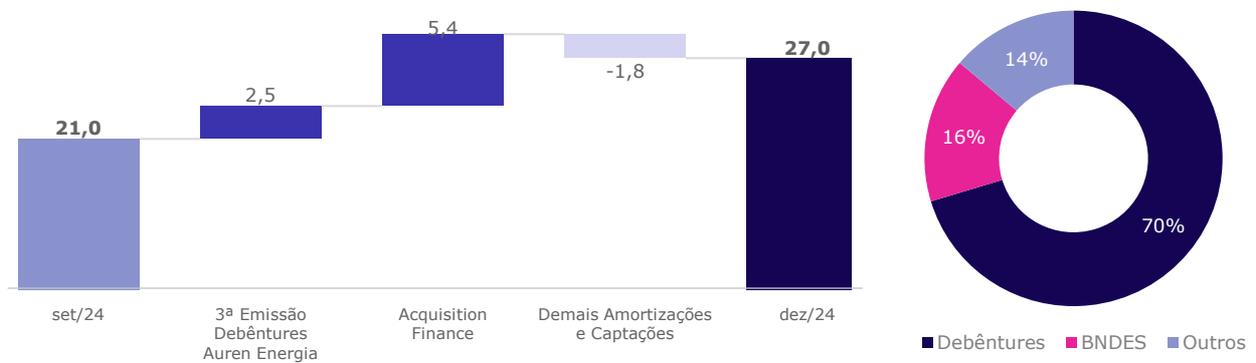
⁽²⁾ Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

⁽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



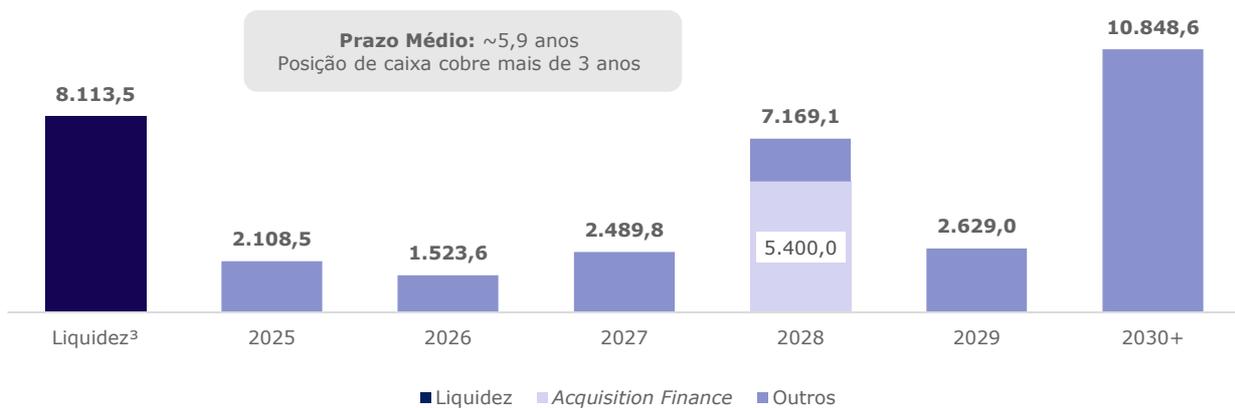
| Gráfico 18 | Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta



Para mais detalhes sobre as dívidas da Companhia, acesse a nossa Planilha Interativa disponível em ri.aurenenergia.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 2,31x, 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%

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

⁽¹⁾ Líquido do caixa incluído na consolidação.

- 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.

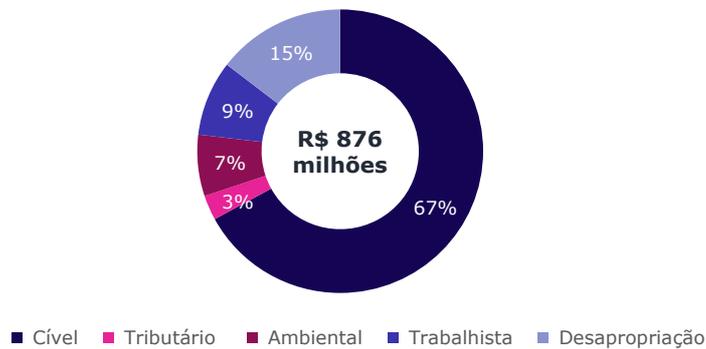
Em 2024, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 876 milhões com probabilidade de perda provável e o montante de R\$ 3.010 milhões classificados com probabilidade de perda possível, totalizando R\$ 3.886 milhões. Esse montante representa um aumento de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

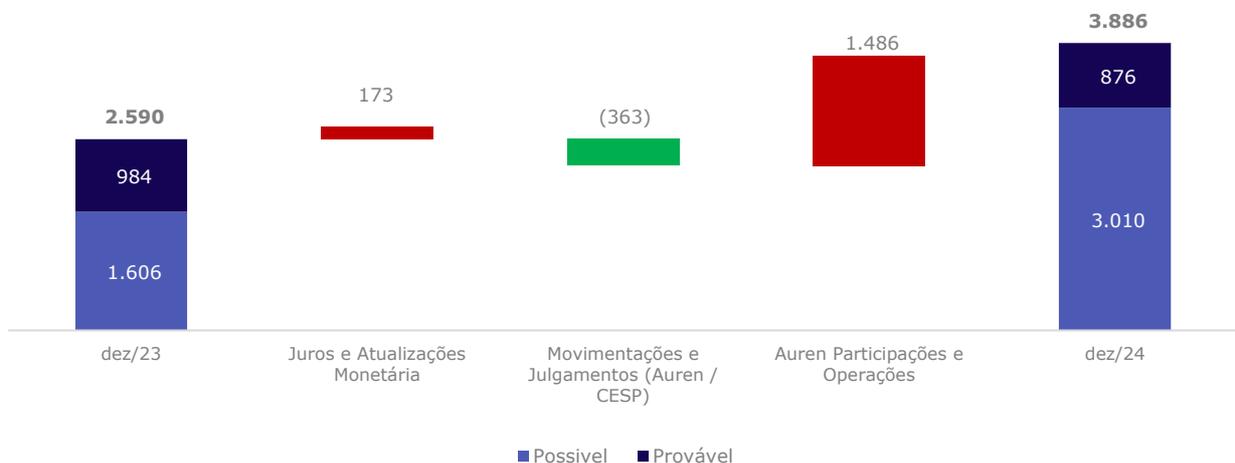
Em relação à contingência divulgada entre o fim dos exercícios de 2023 e 2024, já considerada a aquisição da AES Brasil, houve redução de R\$ 108 milhões na provisão, decorrente do encerramento de ações judiciais que compunham o contencioso da Auren.

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

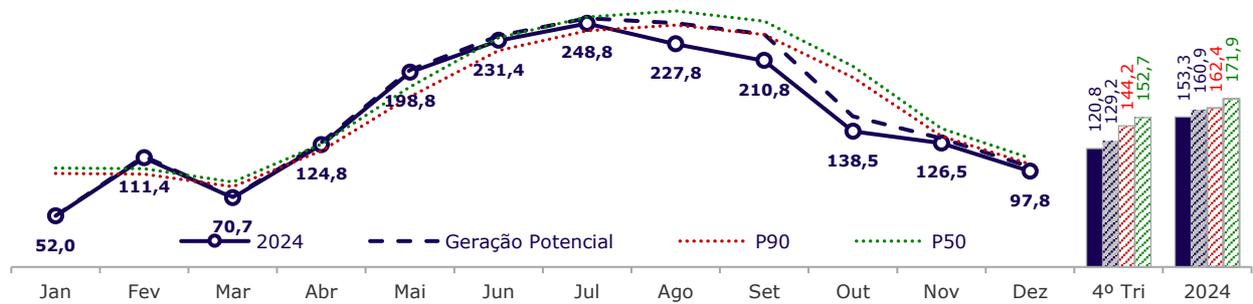
2. Dados Operacionais por Ativo

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)

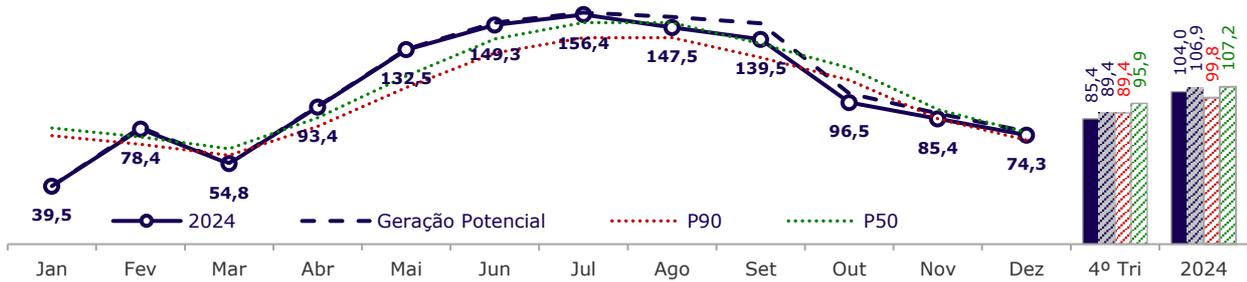


Complexo Eólico Ventos do Piauí II

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)

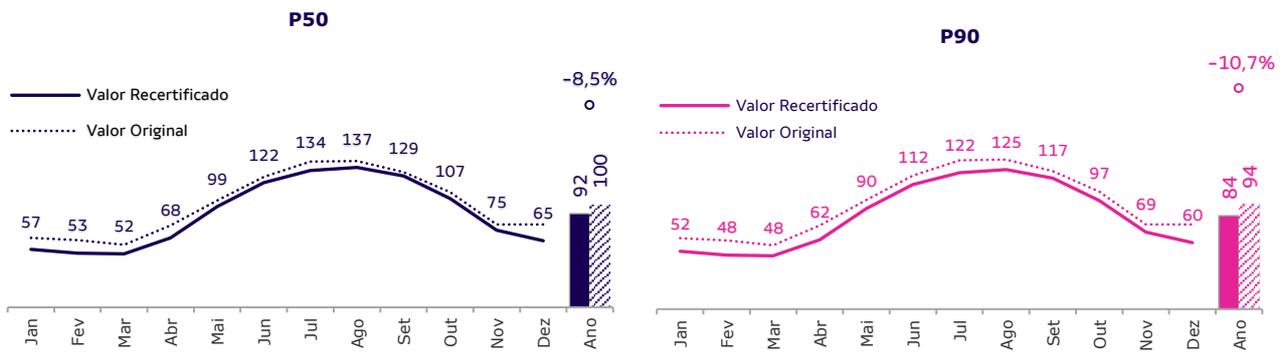


Complexo Eólico Ventos do Araripe I

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)

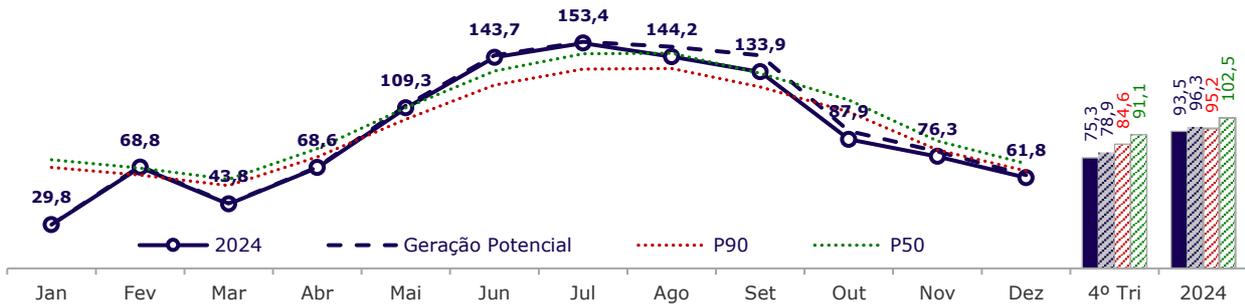


Complexo Eólico Ventos do Piauí III

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)

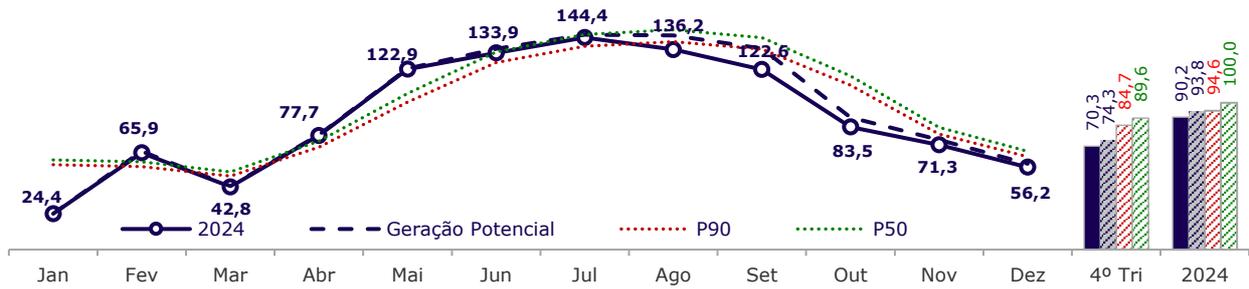


Complexo Eólico Ventos do Piauí I

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)

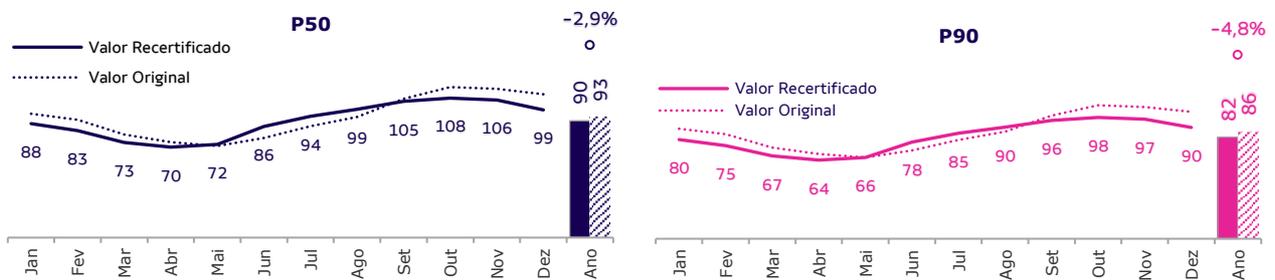


Complexo Eólico Caetés

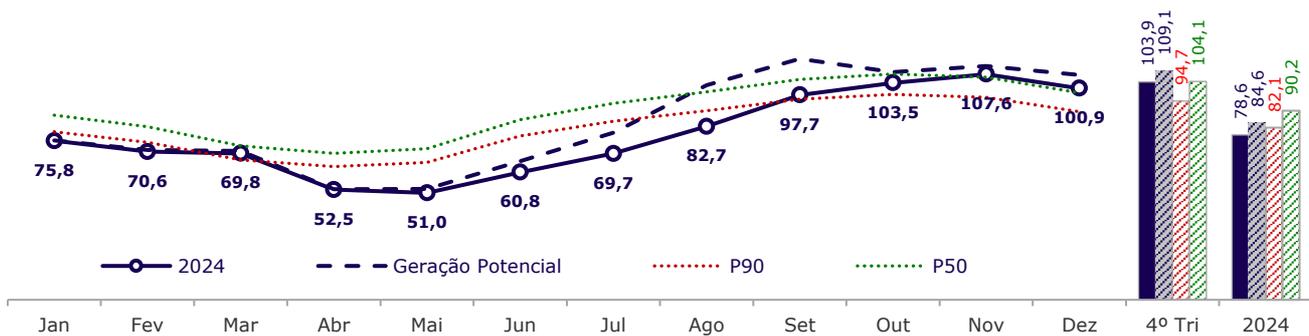
Características Técnicas

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)

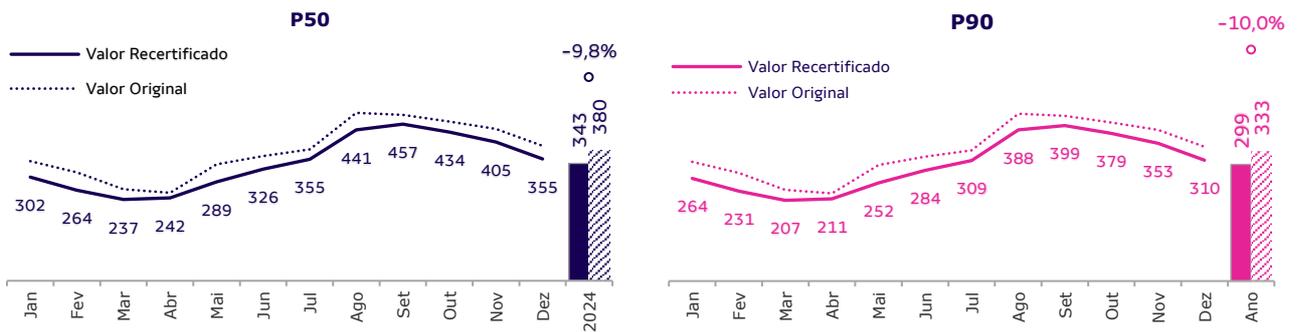


Complexo Eólico Cajuína

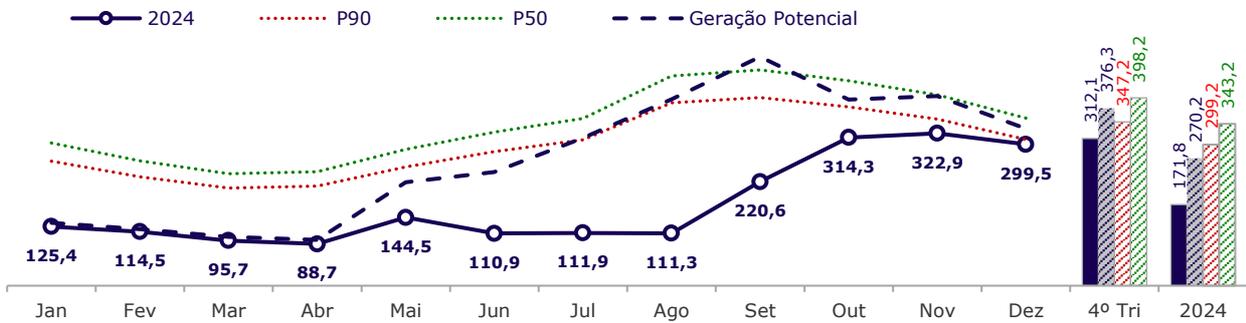
Características Técnicas

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

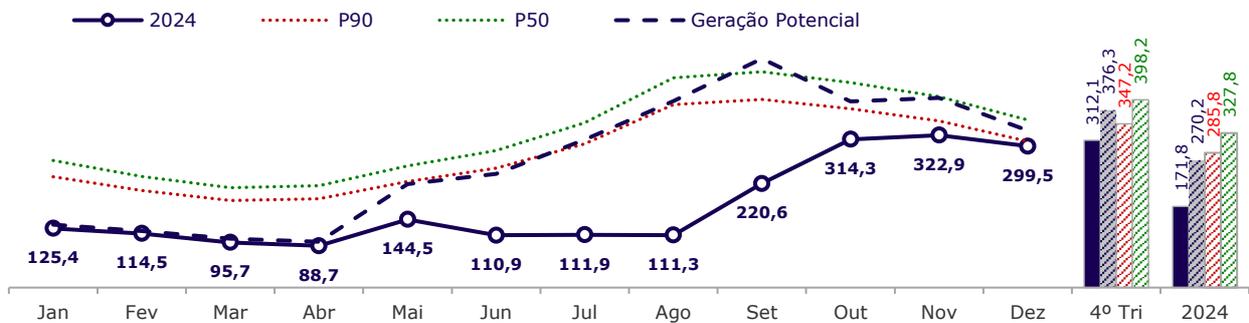
Expectativa de Geração no Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90)



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)

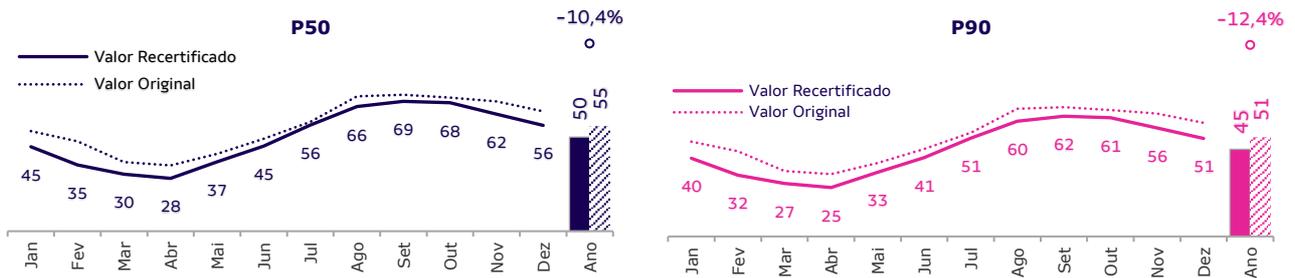


Complexo Eólico Ventus

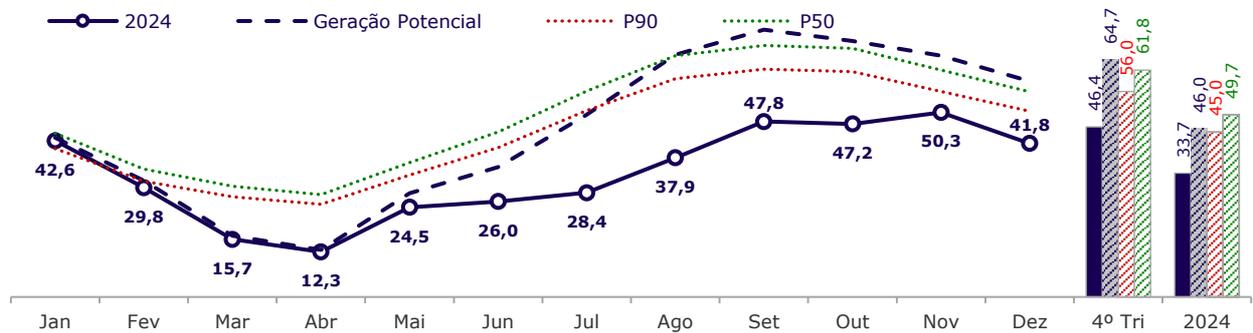
Características Técnicas

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)

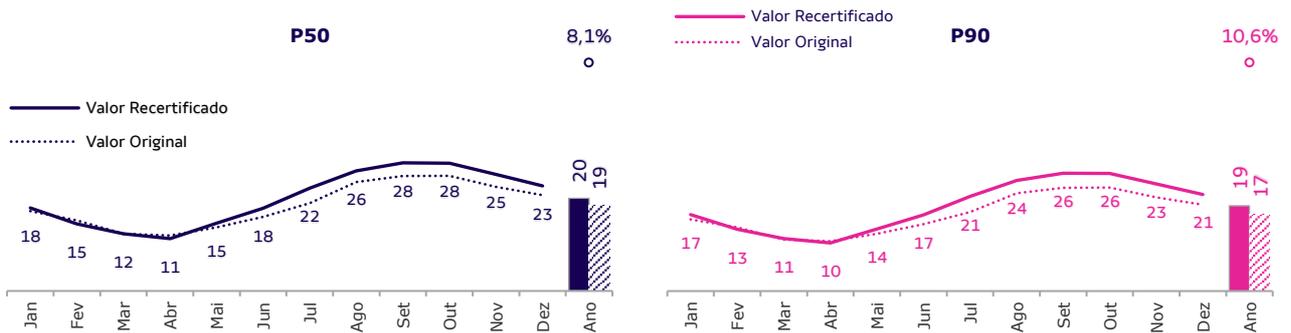


Complexo Eólico Salinas

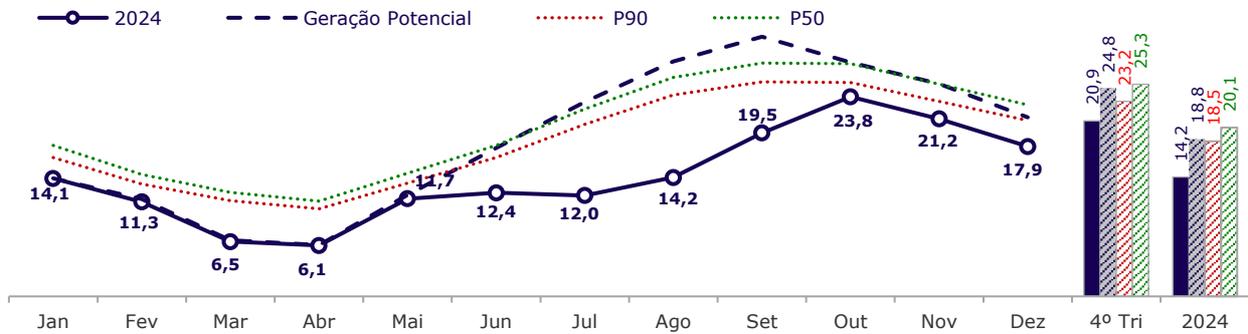
Características Técnicas

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)



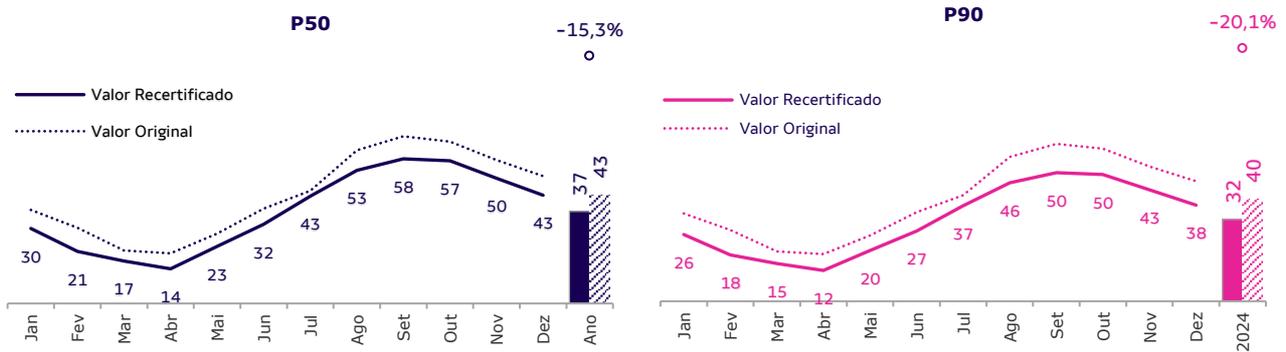
Para voltar ao sumário do documento, clique [aqui](#).

Complexo Eólico Mandacaru

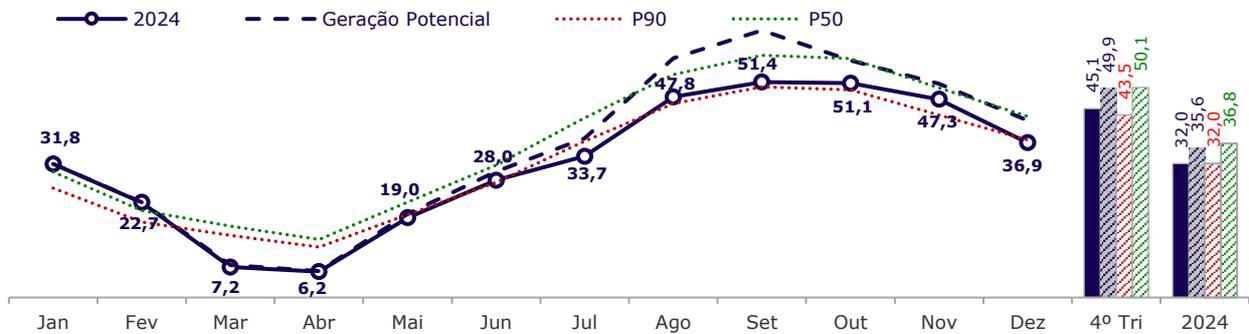
Características Técnicas

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)

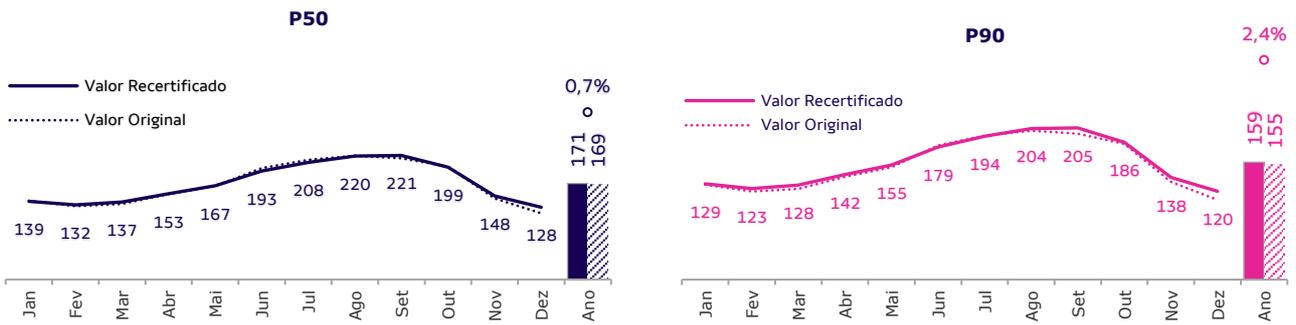


Complexo Eólico Alto Sertão II

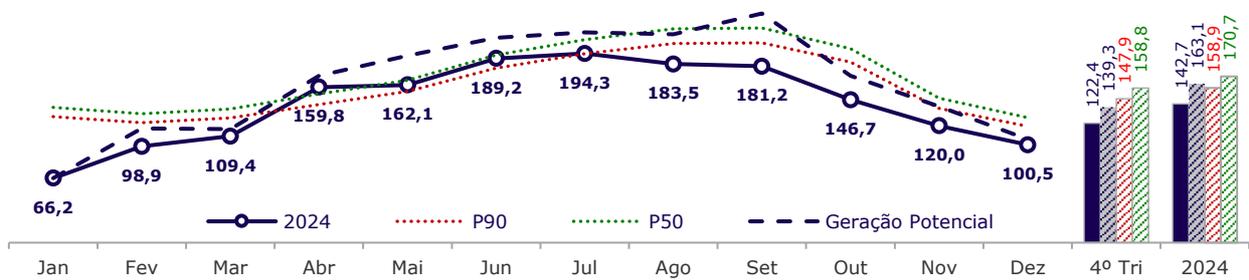
Características Técnicas

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)

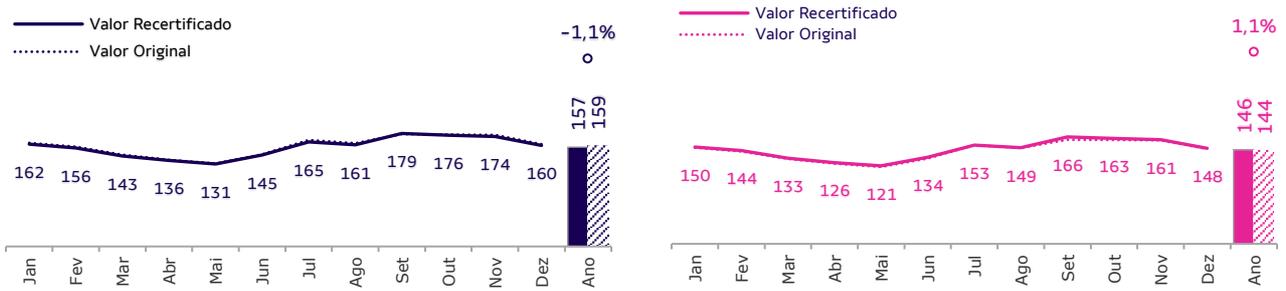


Complexo Eólico Tucano

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)

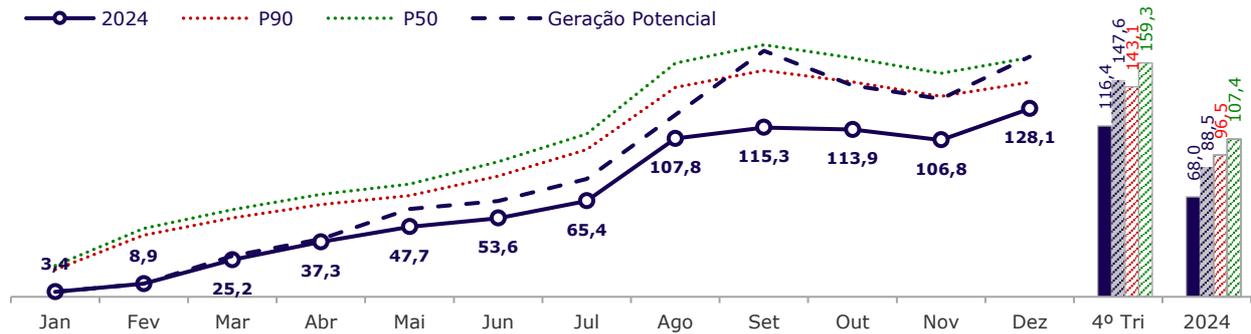


UFV Sol do Jaíba

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)

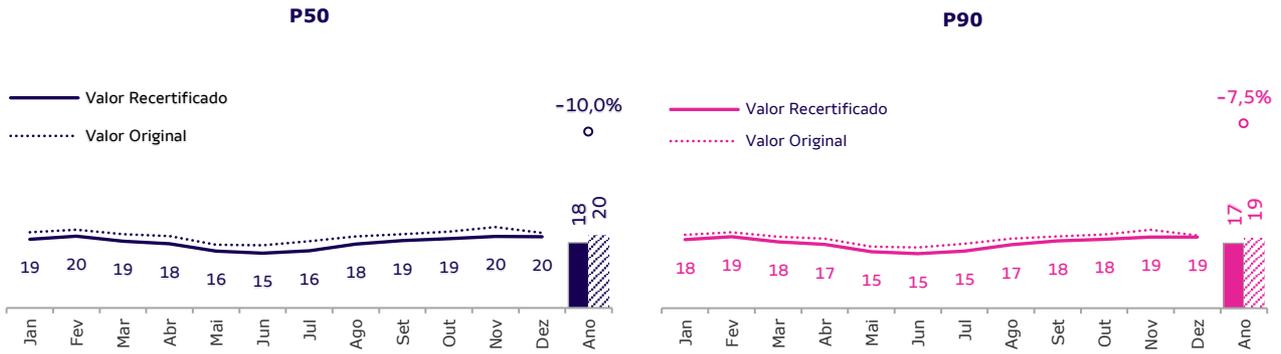


UFV Água Vermelha Solar

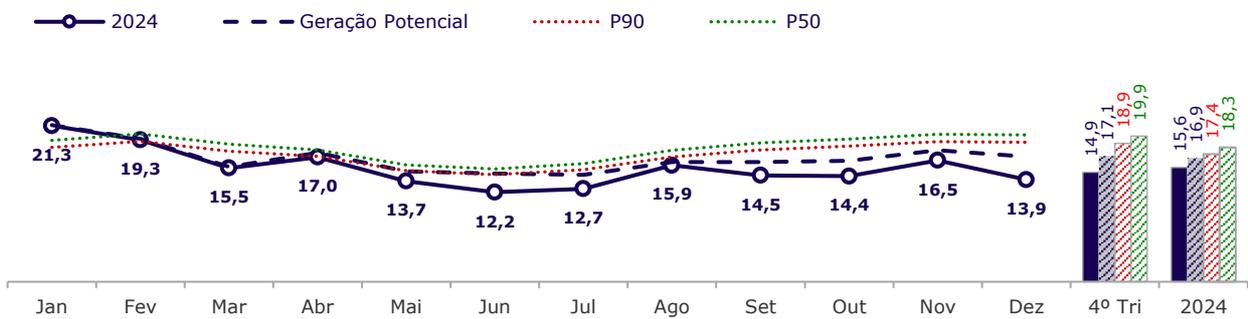
Características Técnicas

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

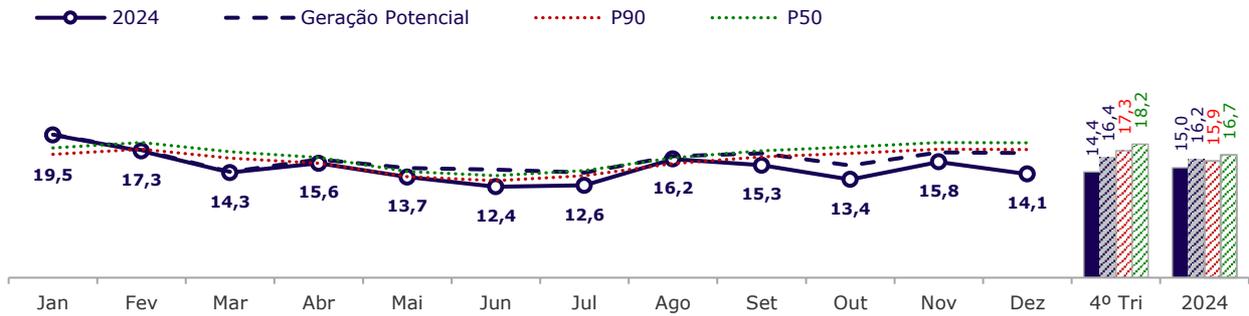
Características Técnicas

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)

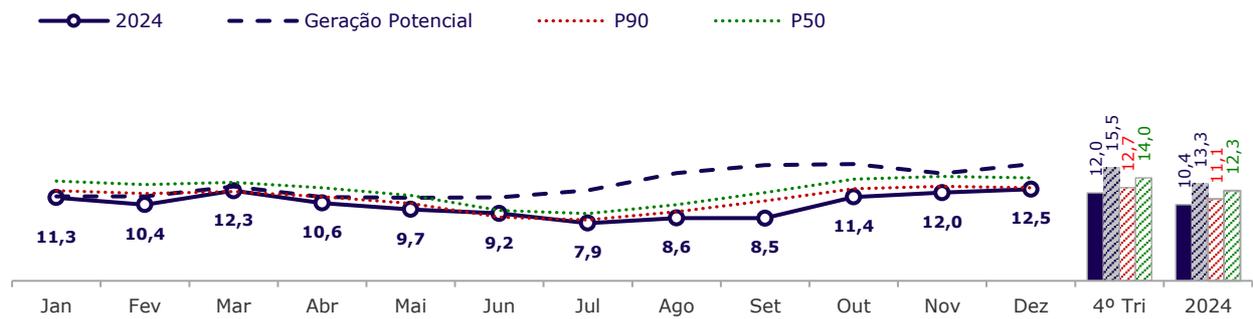


Sol do Piauí I

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)

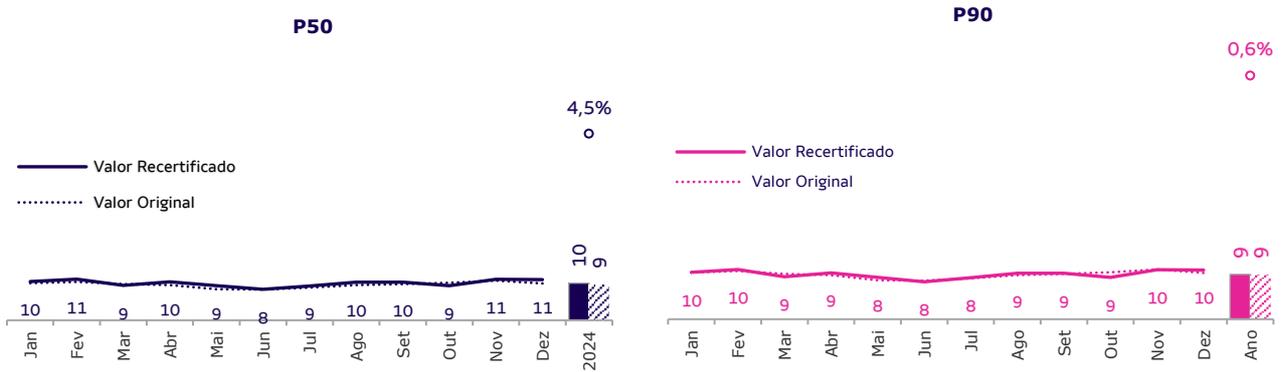


UFV Água Vermelha VII

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)

