

Release 3T24



aes Brasil

AESB
B3 LISTED NM

**TELECONFERÊNCIA DE
RESULTADOS 3T24**

31.10.2024
10:00h (BRT) / 9:00h (EST)

Transmissão via Zoom
Clique [aqui](#) para acessar

Slides da apresentação e áudio estarão
disponíveis em: ri.aesbrasil.com.br

DESTAQUES 3T24

- **Complexo Eólico Cajuína 2 (370 MW):** 100% em operação comercial.
- **Aceleração do *turnaround* dos ativos eólicos:** realização de manutenções e antecipação de reparos programados nos parques eólicos adquiridos via M&A, com melhora de 5,0 p.p. na disponibilidade na comparação entre os trimestres.
- **Aumento de capital referente à capitalização de ágio:** 2.122.371 novas ações ordinárias emitidas pela AES Brasil ao preço de emissão de R\$ 11,55. Durante o período de exercício do direito de preferência, os acionistas minoritários da Companhia subscreveram 182.314 ações.
- **Combinação de negócios entre AES Brasil e Auren:** em 14 de outubro, em reunião do Conselho de Administração, foi confirmado o implemento de todas as condições precedentes à combinação de negócios. Além disso, foi verificado o Valor do Resgate e a Relação de Substituição – ajustados nos termos do Acordo de Combinação e do Protocolo e Justificação, conforme [Aviso aos Acionistas](#) e [Fato Relevante](#) divulgados na mesma data.

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Receita Líquida	908,6	1.102,4	21,3%	2.457,9	2.802,9	14,0%
Custo com Energia ¹	(321,0)	(537,0)	67,3%	(795,0)	(1.146,2)	44,2%
Margem Líquida	587,7	565,5	-3,8%	1.662,9	1.656,7	-0,4%
EBITDA	429,7	375,5	-12,6%	1.175,5	1.081,9	-8,0%
Margem EBITDA (%)	47,3%	34,1%	-13,2 p.p.	47,8%	38,6%	-9,2 p.p.
EBITDA Ajustado ²	422,0	377,8	-10,5%	1.178,8	1.119,2	-5,1%
Margem EBITDA Ajustada (%)	46,4%	34,3%	-12,1 p.p.	48,0%	39,9%	-8,1 p.p.
Lucro Líquido/Prejuízo	124,4	(73,6)	-159,2%	220,7	(284,6)	-229,0%
Lucro Líquido/Prejuízo Ajustado ³	119,3	(72,1)	-160,4%	222,9	(260,1)	-216,7%

1 – Inclui encargos setoriais e de transmissão; 2 – EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes abordados no capítulo de Custos Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas; 3 – Considera os ajustes do EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

Com o intuito de auxiliar investidores e analistas no processo de modelagem, a Companhia disponibiliza um arquivo Excel com o histórico dos [Dados Financeiros e Operacionais](#), além de um [Guia de Modelagem](#).

Sumário

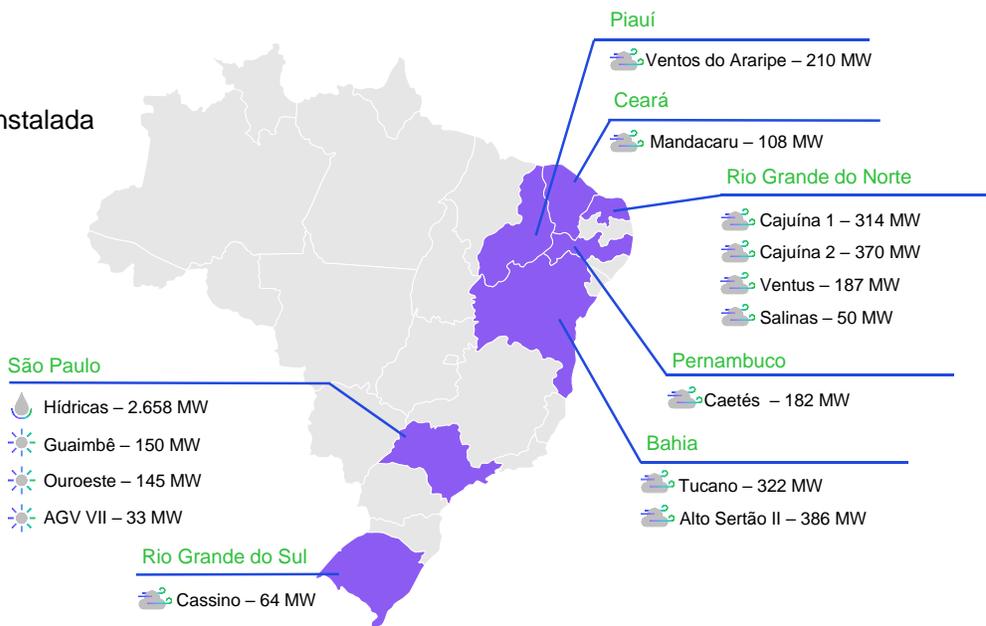
DESTAQUES 3T24	2
DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS.....	2
A AES BRASIL	4
PERFIL CORPORATIVO	4
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (30 DE SETEMBRO DE 2024).....	4
COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS - AUREN ENERGIA S.A.	5
PORTFÓLIO.....	6
DESEMPENHO OPERACIONAL	8
GERAÇÃO CONSOLIDADA.....	8
GERAÇÃO HÍDRICA.....	8
GERAÇÃO EÓLICA	10
GERAÇÃO SOLAR.....	11
DESEMPENHO COMERCIAL	12
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO.....	12
BALANÇO ENERGÉTICO – HÍDRICO	13
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	14
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA	14
CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS	15
EBITDA.....	17
RESULTADO FINANCEIRO	18
LUCRO LÍQUIDO.....	19
ENDIVIDAMENTO	19
INVESTIMENTOS.....	23
FLUXO DE CAIXA GERENCIAL	23
PERFORMANCE ESG	24
DIRETRIZES E COMPROMISSOS	24
ANEXOS	26
INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE	26
BALANÇO PATRIMONIAL E DRE	30
RESULTADOS POR FONTE	31
ENDIVIDAMENTO	32
INDICADORES ESG.....	33

A AES BRASIL

PERFIL CORPORATIVO

A AES Brasil investe há 25 anos no país e é uma geradora de energia elétrica com portfólio diversificado e 100% renovável. Possui **5,2 GW de capacidade instalada totalmente contratada**.

 **5,2 GW**
Capacidade instalada



COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (30 de setembro de 2024)



1 – Participação indireta da The AES Corporation via AES Holdings Brasil Ltda. Inclui o aumento de Capital pela Capitalização de Ágio, com a emissão de 2.122.371 novas ações que, em 30 de setembro de 2024, eram temporariamente detidas pela AHB. Após a conclusão da operação, 1.044.647 ações foram transferidas à BNDESPar em 17 de outubro, na proporção e nos termos do Contrato de Cessão de Diretos celebrado entre a AHB e a BNDESPar. Com isso, a posição do Controlador em 30 de outubro de 2024 totaliza 47,30%, enquanto a da BNDESPar é de 7,13%.

COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS - AUREN ENERGIA S.A.

Em **15 de maio de 2024**, a AES Brasil divulgou um [Fato Relevante](#) sobre a **combinação de negócios com a Auren Energia S.A.** A transação dará origem a uma única companhia aberta listada no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, com potencial de sinergias corporativas, operacionais e financeiras, além de um sólido portfólio de ativos de geração e comercialização de energia renovável.

A operação será realizada por meio da incorporação da AES Brasil pela ARN Holding Energia S.A. ("ARN"), controlada pela Auren, com a AES Brasil tornando-se subsidiária integral da ARN. Em seguida, a ARN será incorporada pela Auren, que passará a ser titular da totalidade do capital social da AES Brasil.

Conforme divulgado em [Fato Relevante](#) de **10 de setembro de 2024**, foi aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, dentre outras matérias, a incorporação, pela ARN, da totalidade das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, no âmbito da operação de combinação de negócios entre a Companhia e a Auren.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 14 de outubro de 2024, foi confirmado o implemento (ou renúncia, conforme aplicável) de todas as condições suspensivas e foi verificado o **Valor do Resgate** e a **Relação de Substituição** – ajustados nos termos do Acordo de Combinação e do Protocolo e Justificação, conforme [Aviso aos Acionistas](#) e [Fato Relevante](#) divulgados na mesma data.

O valor a ser pago pela ARN em razão do **resgate** compulsório e automático da totalidade das ações preferenciais de emissão da ARN, no âmbito da operação, passou a ser de **R\$ 1,18438832610 por cada Ação PN ARN**; e a **relação de substituição** para os acionistas oriundos da Companhia e titulares de ações ON ARN receberão, para cada ação ON ARN de sua titularidade, **0,07499873952 novas ações Auren**, conforme relação ajustada nos termos do Acordo de Combinação e do Protocolo e Justificação.

Assim, com base na relação de substituição, os acionistas da AES Brasil escolheram receber, ao final da operação, a seu exclusivo critério, para cada ação de emissão da AES Brasil de sua titularidade:

- **Opção 1:** R\$ 1,18438832610 em moeda corrente nacional e 0,67498865568 Novas Ações Auren;
- **Opção 2:** R\$ 5,92194163050 em moeda corrente nacional e 0,37499369760 Novas Ações Auren; ou
- **Opção 3:** R\$ 11,84388326100 em moeda corrente nacional.

A Companhia apresenta abaixo o cronograma da operação, considerando os principais próximos atos e eventos relacionados à sua conclusão.

#	Data	Evento
1.	31/10/2024	<ul style="list-style-type: none">• Divulgação de aviso aos acionistas sobre a quantidade final de Novas Ações Auren• Último dia de negociação das ações de emissão da Companhia na B3• Data de Fechamento
2.	01/11/2024	<ul style="list-style-type: none">• Início da negociação das Novas Ações Auren na B3
3.	04/11/2024	<ul style="list-style-type: none">• Data final para os investidores não residentes informarem o custo de aquisição das ações de emissão da Companhia (até as 18:00 horas, horário de Brasília)
4.	05/11/2024	<ul style="list-style-type: none">• Crédito das Novas Ações Auren aos acionistas da Companhia que optarem pela Opção 1 ou pela Opção 2
5.	08/11/2024	<ul style="list-style-type: none">• Pagamento do Valor do Resgate por Ação PN ARN

PORTFÓLIO

FONTE EÓLICA

Portfólio Eólico	Contrato O&M	Fim do Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO					1.823,5	852,2	810,2				
Alto Sertão II - BA					386,1	184,4	177,1				
LER 2010	OSA GE	2024 a 2026	100%	2014	167,7	83,2	73,5	set/13	ago/33	260,72	2046
LEN 2011	OSA GE	2024 a 2026	100%	2015	218,4	101,2	103,6	jan/16	dez/35	204,25	2047
Ventus - RN					187,1	65,8	58,3				
LER 2009	Interno	-	100%	2014	187,1	65,8	58,3	jul/12	jun/32	336,82	2045
Mandacaru & Salinas - CE/RN					158,5	66,7	66,3				
LER 2009	Interno	-	100%	2014	94,5	39,1	34,9	jul/12	jun/32	335,26	2045
LEN 2011	Interno	-	100%	2014	64,0	27,6	31,4	nov/14	ago/34	218,40	2047
Ativos Eólicos Adquiridos em 2022 - PI/PE/RS					455,9	228,9	229,4				
Ventos do Araripe - LER 13	Interno	-	100%	2015	210,0	110,0	108,3	set/15	ago/35	197,29	2049
Caetés - LER 13	OSA GE	2025	100%	2016	181,9	94,7	94,7	set/15	ago/35	208,07	2049
Cassino - LFA 10	FSA SGRE	2025	100%	2015	64,0	24,2	26,4	jan/15	dez/34	296,19	2046
Cajuína 1 - RN					313,5	159,3	149,1				
PPA Minasligas	FSA Nordex	-	100%	2023	45,6	22,9	21,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Ferbasa	FSA Nordex	-	100%	2023	165,3	83,7	80,0	jan/24	dez/43	-	2055
PPA Copel	FSA Nordex	-	100%	2023	11,4	6,1	4,0	jan/23	dez/35	-	2055
PPA BRF (autoprodução) - Cajuína 1	FSA Nordex	-	76%	2023	91,2	46,6	44,1	jan/24	dez/38	-	2055
Tucano - BA					322,4	147,1	130,0				
PPA Unipar I (autoprodução)	FSA SGRE	2028	50%	2023	155,0	71,5	60,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Anglo American	FSA SGRE	2028	100%	2023	167,4	75,6	70,0	jan/22	dez/36	-	2055
EM CONSTRUÇÃO					370,5	191,0	152,9				
Cajuína 2 - RN					370,5	191,0	152,9				
PPA BRF (autoprodução) - Cajuína 2	FSA Nordex	-	76%	2023	74,1	37,9	35,9	jan/24	dez/38	-	2055
PPA Unipar III (autoprodução)	FSA Nordex	-	90%	2023	91,2	44,2	40,0	jan/24	dez/43	-	2055
PPA Microsoft	FSA Nordex	-	100%	2024e	153,9	79,7	77,0	jul/24	jul/39	-	2055
Capacidade Adicional	-	-	100%	-	51,3	29,2	-	-	-	-	-

1 – Data base: setembro/24. Preço bruto de impostos.

FONTE SOLAR

Portfólio Solar	Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO				328,3	73,1	65,3				
Guaimbê - SP				150,0	29,5	29,5				
LER 2014	Interno	100%	2018	150,0	29,5	29,5	out/17	set/37	365,90	2050
Ouroeste - SP				178,3	43,6	35,8				
Boa Hora - LER 2015	Interno	100%	2019	69,1	15,9	15,9	nov/18	out/38	440,32	2051
Água Vermelha - LEN 2017	Interno	100%	2019	76,0	19,5	19,9	jan/21	dez/40	200,53	2053
AGV VII	Interno	100%	2024	33,2	8,2	-	-	-	-	2056

1 – Data base: setembro/24. Preço bruto de impostos.

FONTE HÍDRICA

Portfólio Hídrico	Localização (Estado)	Bacia Hidrográfica	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	Fim da Concessão
Água Vermelha	SP	Rio Grande	1.396,2	694,5	ago/32
Bariri	SP	Tietê	143,1	59,6	jul/32
Barra Bonita	SP	Tietê	140,8	46,7	mai/32
Caconde	SP	Rio Grande	80,4	32,5	mai/32
Euclides da Cunha	SP	Rio Grande	108,8	47,1	jun/32
Ibitinga	SP	Tietê	131,5	66,8	ago/32
Limoeiro	SP	Rio Grande	32,0	14,3	jul/32
Nova Avanhandava	SP	Tietê	347,4	125,5	mai/32
Promissão	SP	Tietê	264,0	93,9	set/32
PCH Mogi	SP	Mogi Guaçu	7,2	4,0	jul/32
PCH S. Joaquim	SP	Mogi Guaçu	3,0	1,3	jun/36
PCH S. José	SP	Mogi Guaçu	4,0	1,6	jun/36
Total Portfólio Hídrico			2.658,4	1.187,8	

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

Complexo Eólico Cajuína 2 (370 MW) – Rio Grande do Norte

Cajuína 2 totalmente em operação comercial. Com a conclusão da construção, os aerogeradores são incluídos no contrato de operação e manutenção completa (FSA) com o fornecedor dos equipamentos, garantindo disponibilidade mínima de 98%.

O complexo possui contratos de longo prazo para fornecimento de energia para a BRF, Unipar e Microsoft (duração média: 16,4 anos).

Complexo Eólico Tucano (322 MW) – Bahia

A construção de Tucano foi concluída e todos os 52 aerogeradores do complexo estão em operação comercial, suprindo energia para Unipar e Anglo American por meio de contratos de longo prazo (duração média: 17,4 anos). As questões enfrentadas durante os desafios na construção e comissionamento dos aerogeradores foram resolvidas, e a Companhia concluiu o processo de *retrofit* das 23 máquinas necessárias em julho.

Além disso, com a conclusão da construção, todos os aerogeradores possuem *substantial completion* e estão incluídos no FSA com o fornecedor, que assegura a disponibilidade mínima de 97% no primeiro ano e de 98% nos anos subsequentes.

Parque Solar AGV VII (33 MW) – São Paulo

O Parque Solar AGV VII foi construído em uma área adjacente aos complexos solares Boa Hora e Água Vermelha, com a obra finalizada dentro do orçamento e do cronograma previstos.

Desde o início da concessão em 1999, com a finalidade de atender a obrigação de expansão assumida com o estado de São Paulo, a capacidade instalada da AES Operações (controlada direta da Companhia) no território paulista foi ampliada em 317 MW, incluindo as PCHs São Joaquim e São José, além dos complexos solares Guaimbê e Ouroeste. Após a aquisição dos ativos mencionados, o saldo remanescente de expansão para cumprimento integral do acordo totalizava 28,2 MW.

Com a entrada em operação de AGV VII (33,2 MW) em 30 de julho de 2024, a AES Brasil considera cumpridas todas as suas obrigações de expansão no Estado de São Paulo.

Para retornar ao Sumário do documento, clique [aqui](#).

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO CONSOLIDADA

Geração (GWh)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
TOTAL	4.302,4	3.772,1	-12,3%	12.768,8	10.774,2	-15,6%
Hídricas	2.747,6	1.871,5	-31,9%	8.958,3	6.197,4	-30,8%
Eólicos	1.412,4	1.774,1	25,6%	3.393,4	4.173,8	23,0%
Ativos Eólicos - ACR	1.140,4	1.124,7	-1,4%	2.873,1	2.645,8	-7,9%
Novos Ativos Eólicos - ACL (Tucano e Cajuína)	272,0	649,3	138,7%	520,3	1.528,0	193,7%
Solares	142,4	126,6	-11,1%	417,2	403,0	-3,4%

GERAÇÃO HÍDRICA

Estrutura do Sistema

A receita decorrente da geração hídrica está relacionada à estratégia de alocação de energia adotada pela Companhia, e não diretamente ao seu volume de geração, uma vez que as hidrelétricas fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), instrumento de compartilhamento do risco hidrológico. **As usinas da AES Brasil representam aproximadamente 2% de toda a garantia física hídrica que compõe o MRE.**

Em 2024, a Companhia optou por **não aderir à sazonalização do MRE para a UHE Água Vermelha (694,5 MWm de Garantia Física)**, que representa 58% da garantia física hídrica total no portfólio da AES Brasil, enquanto as demais usinas hídricas seguiram a alocação do sistema.

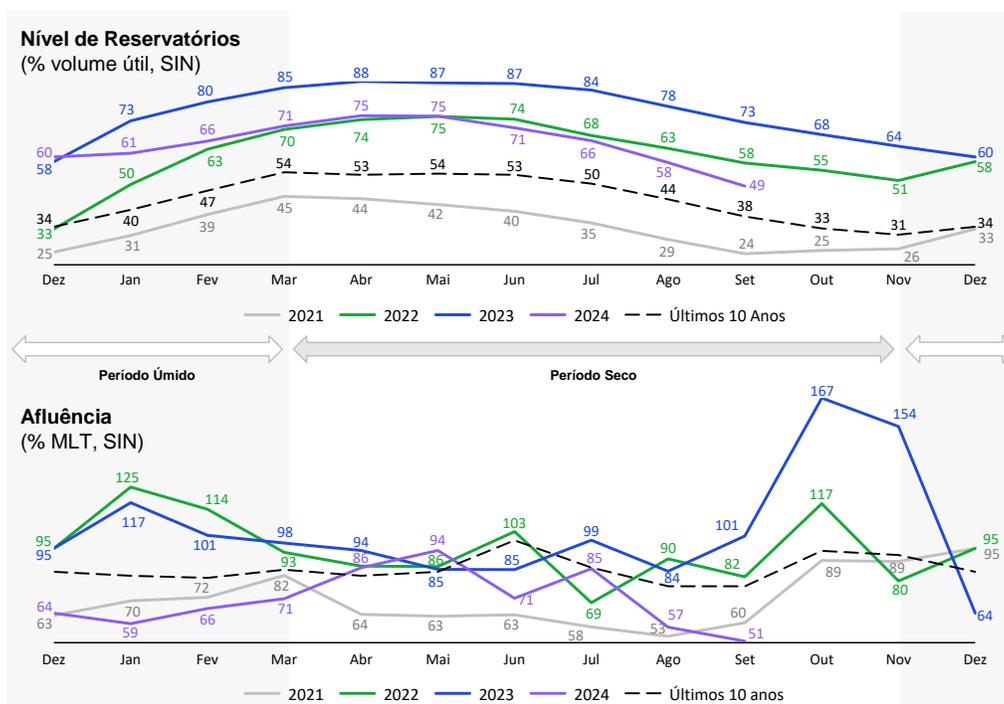
O despacho das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e **foi menor no 3T24** se comparado ao mesmo período de 2023, com a finalidade de preservar os reservatórios em um cenário de afluência abaixo das expectativas.

A **afluência média do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de 66,1% da MLT¹ no 3T24 e 72,3% no 9M24** (vs 95,1% no 3T23 e 97,8% no 9M23). Como resultado de volumes de chuvas inferiores à MLT, os reservatórios do Brasil registraram uma redução nos seus volumes úteis no período (média de 57,6% no 3T24 e 65,7% no 9M24 vs 78,5% no 2T23 e 81,7% no 9M23).

Segundo dados do ONS, a **carga² média de energia do SIN atingiu 71,8 GWm no trimestre e 74,2 GWm no acumulado do ano**, 3,4% e 4,7% superior ao 3T23 e 9M23, respectivamente. Este comportamento reflete a retomada gradual da atividade econômica, aliada a temperaturas acima da média acarretadas pelo fenômeno meteorológico/ocênico El Niño.

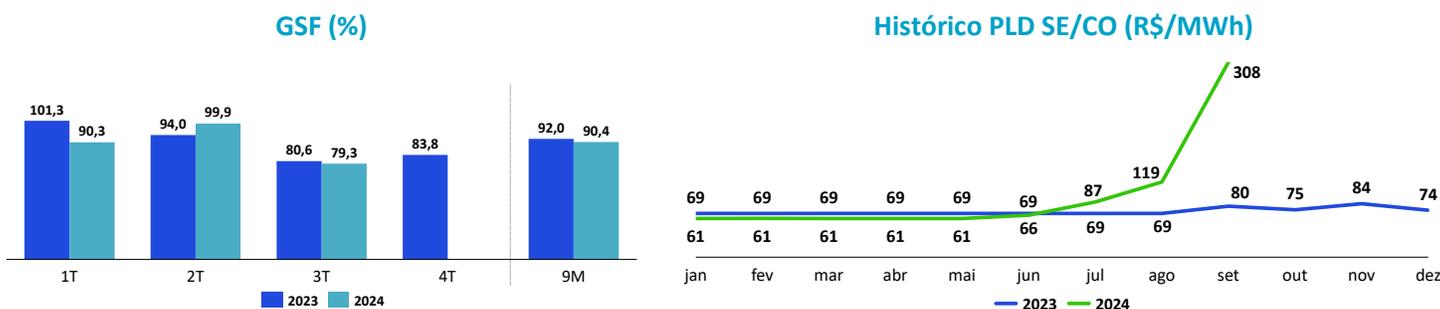
¹ Média de Longo Termo.

² Carga não considera a Geração Distribuída em Micro e Mini Escala (MMGD).



Como consequência dos fatores mencionados, o **GSF foi de 79,3% no 3T24**, 1.3 p.p. inferior ao mesmo período do ano anterior. No acumulado do ano, o GSF totalizou 90,4%, 1,5 p.p. inferior se comparado ao 9M23.

O **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 169,67/MWh no trimestre e R\$ 98,14/MWh no acumulado do ano. O aumento observado entre os meses de junho e setembro de 2024 reflete a redução dos níveis dos reservatórios e a menor afluência do período, aliada ao maior despacho térmico observado (8,1 GWm no 3T24 vs 5,0 GWm no 3T23, atingindo 10,3 GWm no mês de setembro, maior despacho mensal desde o 1T22).



Desempenho AES Brasil

Como reflexo do cenário hidrológico do período, considerando principalmente o menor despacho hídrico pelo ONS, o **volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da AES Brasil atingiu 1.871,5 GWh no 3T24 e 6.197,4 Wh no 9M24**, inferior em 31,9% e 30,8% no trimestre e acumulado, respectivamente (vs 2.747,6 GWh no 3T23 e 8.958,3 no 9M23).

No caso das usinas participantes do MRE, um dos principais balizadores do desempenho operacional é o índice de disponibilidade³. As usinas hidrelétricas da AES Brasil apresentaram **disponibilidade média de 96,0% no 3T24** (+3,6 p.p. vs o 3T23) e **95,8% no 9M24** (+4,3 p.p. vs o 9M23).

Para tabela com maiores detalhes da geração hidrelétrica por usina nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

GERAÇÃO EÓLICA

A **geração eólica bruta atingiu 1.774,1 GWh no trimestre, aumento de 25,6%** quando comparada ao 3T23 (1.412,4 GWh), e **4.173,8 GWh no acumulado do ano, 23,0% superior** ao mesmo período do ano anterior (3.393,4 GWh).

O crescimento no volume de geração é explicado, principalmente, pela entrada em operação faseada dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína. Os novos complexos geraram, juntos, 649,3 GWh no trimestre (vs 272,0 GWh no 3T23) e 1.528,0 GWh no 9M24 (vs 520,3 GWh no 9M23).

No trimestre, destaca-se o aumento de 5,0 p.p. na **disponibilidade média** dos ativos adquiridos (M&A) que atuam no ACR, quando comparado ao mesmo período de 2023. A evolução é reflexo das campanhas de aceleração de manutenções realizadas ao longo do primeiro semestre de 2024, período de baixa safra de vento, em linha com o plano de *turnaround* desses ativos adquiridos (M&A). No 3T24, a **disponibilidade média** atingiu 93,4% (vs 88,4% no 3T23), com destaque para as evoluções em Salinas (+9,2 p.p.), Cassino (+9,1 p.p.), Ventus (+8,7 p.p.) e Caetés (+6,8 p.p.). Neste cenário, cabe destacar a internalização do O&M de Ventus no 2T24, após o término do contrato de O&M de 2 dos 3 parques que compõem o complexo (Miassaba e Rei dos Ventos 3).

No acumulado do ano, a **disponibilidade média** consolidada foi de 92,5%, aumento de 4,4 p.p. se comparado ao mesmo período do ano anterior (88,1%), desconsiderando a indisponibilidade de 1 dos 2 transformadores de Ventos do Araripe que ocorreu no 1T24, cujo reparo e reenergização ocorreu no 2T24.

Além disso, a velocidade média dos **ventos** ponderada pela capacidade dos parques foi de 9,0 m/s no 3T24, 4,3% acima do registrado no mesmo período de 2023. No acumulado do ano, a velocidade média dos ventos atingiu 7,6 m/s, 2,3% inferior ao 9M23 (7,8 m/s), impactada pelos ventos mais fracos registrados entre janeiro e abril na região Nordeste.

Por fim, vale mencionar a intensificação do **curtailment** registrado no portfólio eólico da Companhia, totalizando, segundo dados do ONS, 378,6 GWh no trimestre (vs 99,3 GWh no 3T23), com destaque para a restrição de 168,8 GWh em Cajuína. No acumulado do ano, segundo dados do ONS, o volume de restrições atingiu 487,8 GWh (vs 125,2 GWh no 9M23), sendo 42,8% deste volume registrado apenas em Cajuína.

Em termos comparativos, a representatividade do *curtailment* na geração potencial⁴ das usinas eólicas da AES Brasil atingiu 17,6% no trimestre, aumento de 11,0 p.p. na comparação com o 3T23. No acumulado do ano, o indicador atingiu 10,5% da geração potencial, +6,9 p.p. em relação ao 9M23.

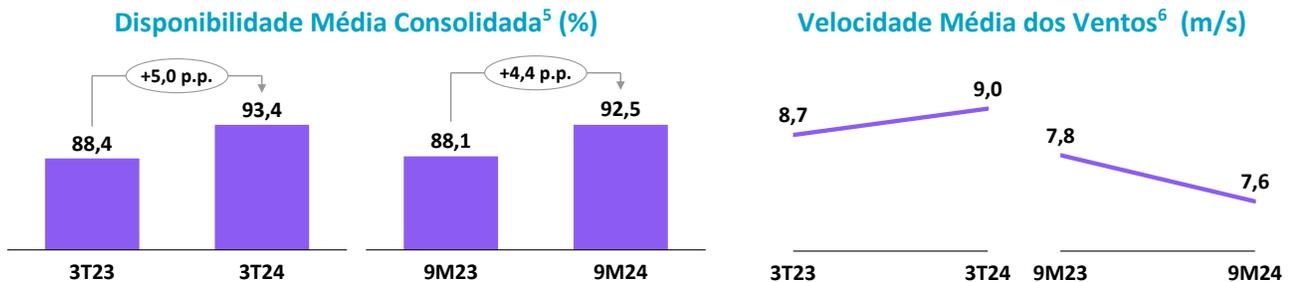
A partir de 17 de setembro, o ONS implementou uma nova metodologia para restrição de geração, adotando uma abordagem mais regionalizada que prioriza áreas com maior sobrecarga no sistema elétrico. Segundo o Operador, a nova metodologia aumenta a confiabilidade do SIN e permite uma distribuição mais equilibrada das restrições de geração, evitando que sejam concentradas em um grupo específico de geradores ou em determinadas regiões.

³ Indicador considera a disponibilidade das Unidades Geradoras (UG) conectadas ao sistema ou disponíveis quando paradas. Ele avalia o tempo, em horas, que a UG está disponível e a qualidade dessa disponibilidade.

⁴ Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico.

Cabe destacar que a nova metodologia implementada trouxe uma redução significativa nos cortes a partir da segunda metade de setembro, com destaque para o Complexo Cajuína. Nos primeiros 16 dias do mês, 53,1% da geração potencial do complexo foi impactada por restrições. No entanto, o volume de restrições caiu para 4,4% durante a segunda quinzena, fazendo com que a geração do complexo aumentasse 96,3% entre os períodos.

Considerando o portfólio eólico como um todo, as restrições foram de 26,1% entre os dias 01 e 16 de setembro, 13,9% de 17 a 30 de setembro, e 10,9% na primeira quinzena de outubro.



Para tabela com maiores detalhes da geração eólica por complexo nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

GERAÇÃO SOLAR

Os complexos solares registraram **geração bruta de 126,6 GWh no 3T24 e 403,0 GWh no 9M24**, redução de 11,1% no trimestre (vs 142,4 GWh no 3T23) e 3,4% no acumulado do ano (vs 417,2 GWh no 9M23).

De maneira geral, os indicadores operacionais das usinas solares permanecem em patamares de excelência operacional, com **disponibilidade** média consolidada de 99,0% no acumulado do ano. No trimestre, a disponibilidade média consolidada foi de 97,4%, influenciada por uma falha no circuito de Água Vermelha, que resultou no desligamento temporário total do parque para a realização dos reparos necessários. Além disso, nos últimos dias de setembro, o complexo Guaimbê registrou um incidente envolvendo uma *power station* – o equipamento deve permanecer inoperante durante o 4T24.

A **irradiância** foi menor em 2,3% no trimestre, uma vez que a região onde os complexos estão localizados foi afetada por dias com maior nebulosidade, fator que compromete esse indicador. No entanto, no acumulado do ano, houve um crescimento de 3,8%, reflexo da menor incidência de dias chuvosos ao longo do 1S24.

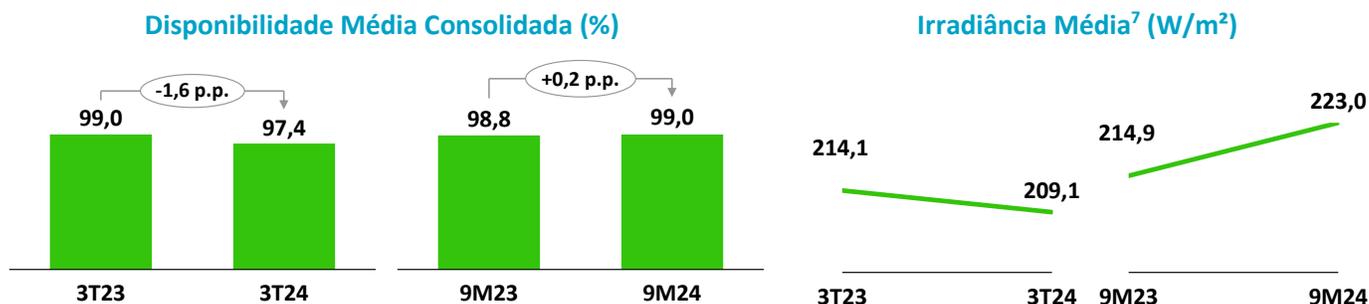
Adicionalmente, a geração das usinas solares no trimestre e acumulado do ano foi influenciada pela redução de eficiência dos módulos acarretada pela sujeira, cuja intensidade é particularmente agravada pelo clima seco na região, aumentando a deposição de poeira e partículas sobre os painéis solares. Para contornar a situação, a Companhia adquiriu dois novos equipamentos de limpeza cerca de cinco vezes mais eficientes do que os anteriores, otimizando a manutenção dos módulos e a eficiência da geração de energia.

Ainda, é importante mencionar que, por estarem localizadas no estado de São Paulo, as usinas solares da AES Brasil se beneficiam de uma demanda energética constante e elevada em função da industrialização e densidade

⁵ Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada ativo e a internalização do indicador das limitações de potência (parâmetro utilizado para a proteção de um equipamento quando apresenta algum dano). Não considera Tucano e Cajuína em todos os períodos comparáveis, pois estão parcialmente em operação. Adicionalmente, não considera Ventos do Araripe no 1S24, uma vez que a limitação de disponibilidade durante o 1T24 não afetou a geração no cenário registrado de ventos.

⁶ Velocidade média dos ventos ponderada pela capacidade instalada dos parques. Não considera Tucano e Cajuína, parcialmente em operação.

demográfica da região, além de uma maior robustez da infraestrutura de rede. Combinados, estes fatores reduzem a probabilidade de *curtailment* se comparado às usinas localizadas nas demais regiões do país. No entanto, as restrições registradas totalizaram 20,2 GWh no trimestre e 22,2 GWh no acumulado do ano.



Para tabela com maiores detalhes da geração solar por complexo nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

DESEMPENHO COMERCIAL

NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO

Dados em MWm	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Totais (A)	2.117	2.185	2.182	2.182	2.185	2.188	2.188
Garantia Física Hídrica	1.153	1.149	1.146	1.146	1.149	1.152	1.152
Garantia Física Eólica e Solar	964	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036
Vendas no ACR (B)	594	591	591	591	591	591	591
Vendas no ACL (C)	1.372	1.367	1.317	1.133	978	641	629
Portfólio Hídrico	2.041	1.574	1.423	1.228	1.028	606	595
Compras para Revenda	(1.019)	(609)	(508)	(497)	(452)	(368)	(368)
Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	349	402	402	402	402	402	402
Vendas Totais (D = B + C)	1.965	1.958	1.908	1.724	1.568	1.231	1.220
Hedge GSF (E)	129	166	172	172	172	173	173
Energia Descontratada (A - D - E)	23	61	102	286	445	784	795
Convencional	0	0	36	182	225	558	558
Incentivada	23	61	66	104	219	225	237
Nível de Contratação Total do Portfólio	99%	97%	95%	86%	78%	61%	61%
Nível de Contratação Hídrico	100%	98%	94%	75%	59%	24%	23%

Dados em R\$/MWh ¹ , data base: set/24	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio de Venda	183	196	189	192	193	206	206
ACR	250	249	249	249	249	249	249
ACL - Portfólio Hídrico	161	173	159	158	154	161	160
ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	199	208	208	209	209	210	211

1 – Preços médios brutos de PIS/COFIN para todas as fontes (9,25% para o ACL - Portfólio Hídrico e 3,65% para o ACR e o ACL Tucano e Cajuína - Portfólio Eólico), e líquido de ICMS e encargos setoriais (P&D e CFURH) vigentes e regulamentados na data referenciada para a fonte hídrica. Para mais informações, consulte nosso Guia de Modelagem.

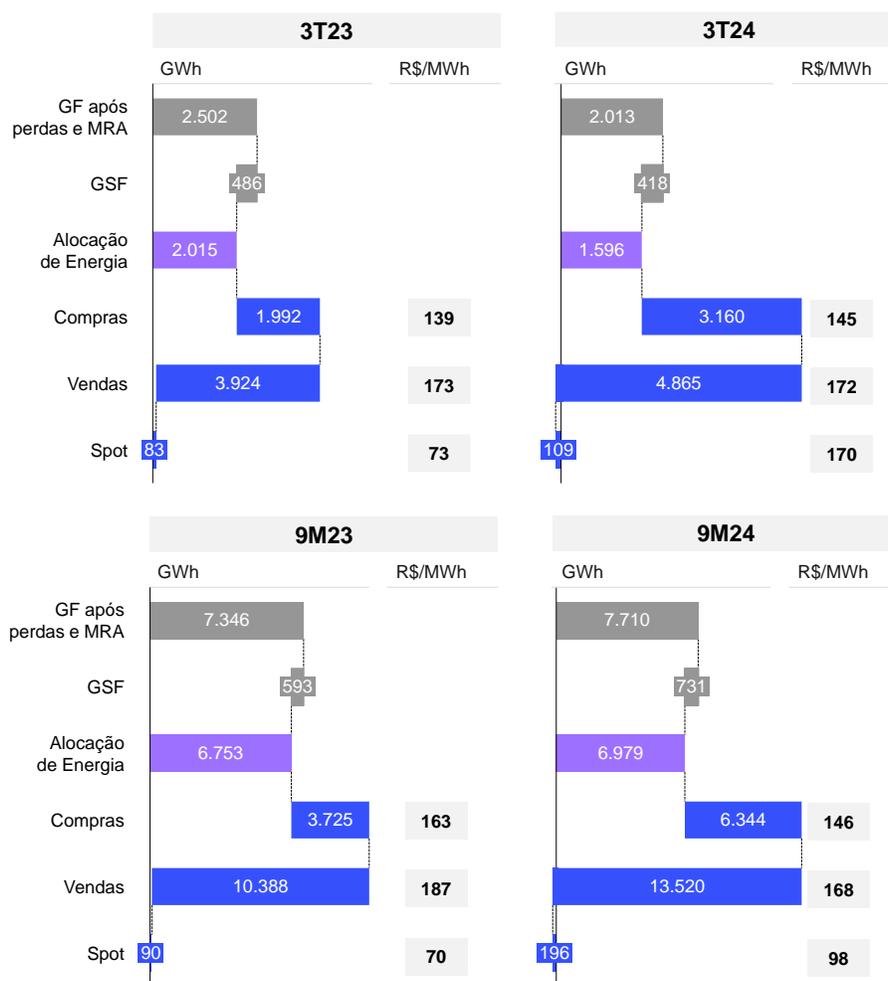
⁷ Irradiância média ponderada pela capacidade instalada dos parques.

É importante destacar que a AES Brasil tem por estratégia a contratação máxima de seu portfólio hídrico até sua expectativa de GSF para o ano, deixando um volume para o mecanismo de **hedge contra o GSF**. Neste sentido, a Companhia já possui esta estratégia equacionada para o curto e médio prazo, e trabalha continuamente para a manutenção e adequação desta estratégia, especialmente a partir do seu braço de comercialização.

BALANÇO ENERGÉTICO⁸ – Hídrico

Para 2023, a sazonalização da garantia física da AES Brasil seguiu a alocação do MRE. Conforme mencionado acima, em 2024, a Companhia optou por não aderir à alocação do MRE para a UHE Água Vermelha (58% da garantia física do portfólio hídrico), enquanto as demais usinas hídricas seguiram a sazonalização do sistema.

A seguir, destacamos o balanço energético hídrico do trimestre e acumulado do ano:



Para retornar ao Sumário do documento, clique [aqui](#).

⁸ Balanço gerencial, considerando operações *intercompany*.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

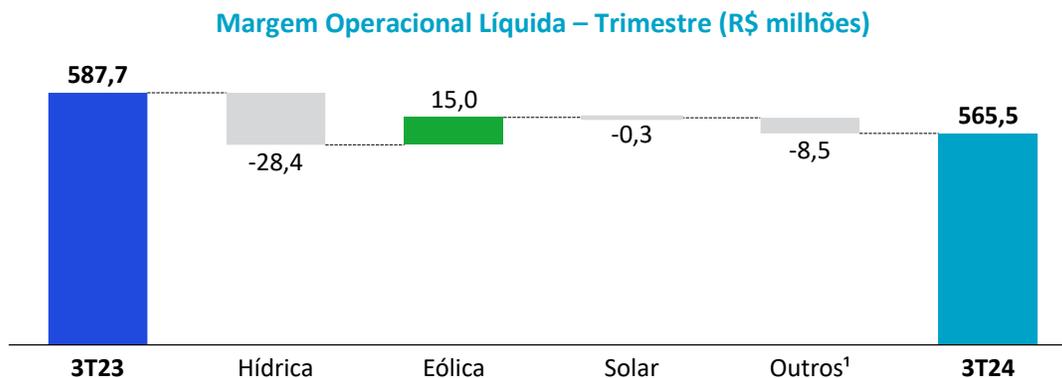
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 1.102,4 milhões no 3T24, aumento de 21,3% em comparação ao 3T23 (R\$ 908,6 milhões). A **margem operacional líquida**⁹ totalizou R\$ 565,5 milhões no trimestre, redução de 3,8% vs o mesmo período de 2023, refletindo:

- **Hídrica:** a redução de R\$ 28,4 milhões no trimestre reflete os maiores custos com compra de energia, uma vez que o portfólio hídrico foi equalizado para uma geração maior do que a realizada pelas usinas do portfólio no período, reflexo da maior incidência de *curtailment* nos ativos eólicos, principalmente em Cajuína, além do menor despacho em função do contexto hidrológico atual.
- **Eólica:** aumento de R\$ 15,0 milhões, reflexo da operação comercial faseada de Tucano e Cajuína, com aumento de 377,3 GWh (+138,7%) no volume de energia gerada por estes complexos, e da aceleração do processo de *turnaround* dos ativos comercializados no ACR, que aumentou em 5,0 p.p. a disponibilidade média destes ativos no 3T24 se comparado ao 3T23. Em contrapartida, o *curtailment* registrado, de acordo com o ONS, foi 279,3 GWh superior ao 3T23, quase 4 vezes o volume do mesmo período do ano anterior.

Adicionalmente, é importante mencionar que, no 3T23, houve a contabilização de R\$ 5,9 milhões referente às compensações por atraso previstas nos contratos de construção e fornecimento de turbinas em Tucano – que não se repetiu em 2024.

- **Solar:** em linha com o mesmo período do ano anterior, influenciada pelo menor volume de energia gerada no trimestre (-11,1%) em função (i) da maior incidência de *curtailment* (20,2 GWh, +390,7% vs o 3T23); (ii) menor irradiância (-2,3% vs 3T23); e (iii) disponibilidade inferior em -1,6 p.p., reflexo de falha no circuito de Água Vermelha; parcialmente mitigado pela atualização anual dos contratos regulados por inflação.
- **Outros:** redução de R\$ 8,5 milhões, principalmente influenciada pelo resultado da comercializadora em um cenário de volatilidade de preços.



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

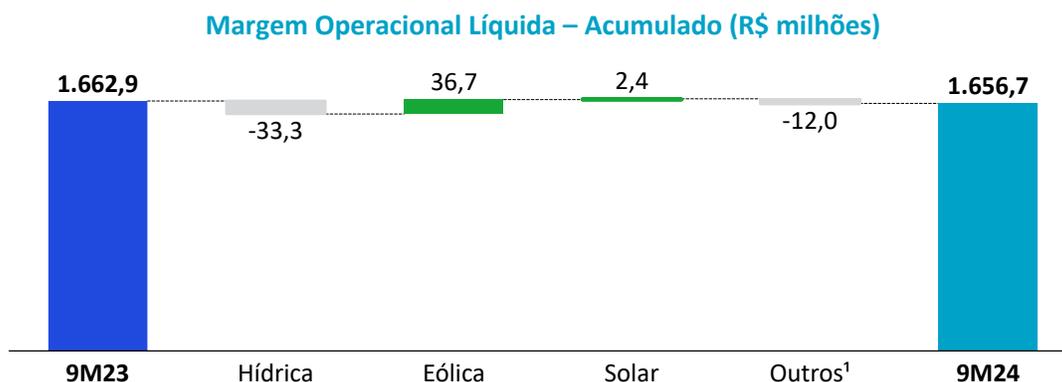
⁹ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

No acumulado do ano, a receita operacional líquida totalizou R\$ 2.802,9 milhões, 14,0% superior ao 9M23 (R\$ 2.457,9 milhões). A **margem operacional líquida¹⁰ totalizou R\$ 1.656,7 milhões no 9M24**, em linha com o mesmo período do ano anterior (R\$ 1.662,9 milhões), refletindo:

- **Hídrica:** assim como na variação trimestral, a redução de R\$ 33,3 milhões reflete, principalmente, maiores custos com compra de energia, aliado à receita não recorrente de cerca de R\$ 9,7 milhões contabilizada no 1S23 referente ao volume de exportação de energia da EVT (Energia Vertida Turbinável).
- **Eólica:** aumento de R\$ 36,7 milhões, reflexo da operação comercial faseada de Tucano e Cajuína, parcialmente suavizado pela menor velocidade dos ventos (-2,3%), influenciada pelo regime de ventos do 1º trimestre, e pela maior incidência de *curtailment* no período (+289,7%).

Ainda, vale mencionar a contabilização de R\$ 59,3 milhões em compensações por atraso no 9M23, que não se repetiram em 2024.

- **Solar:** aumento de R\$ 2,4 milhões, principalmente devido à atualização anual por inflação dos contratos regulados, parcialmente compensada pela maior incidência de *curtailment* (+16,1 GWh vs 9M23) e redução da eficiência dos módulos em função da sujeira acarretada pelo tempo seco majoritariamente registrada ao longo do primeiro semestre.
- **Outros:** redução de R\$ 12,0 milhões, principalmente influenciada pelo resultado da comercializadora em um cenário de volatilidade de preços.



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 189,9 milhões no 3T24. Ajustado pelos efeitos não-recorrentes, **os custos e despesas somaram R\$ 187,6 milhões no trimestre**, aumento de 13,3% em relação ao 3T23 ajustado pelos efeitos não-recorrentes (R\$ 165,6 milhões). A variação é explicada por:

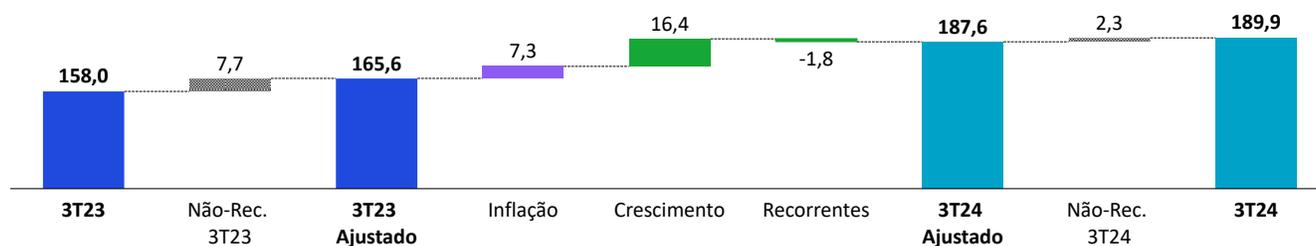
- **Não-Recorrentes 3T23:** reversão de provisões da folha de pagamentos (R\$ 1,9 milhão) e recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões).

¹⁰ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

- **Inflação:** correção dos custos e despesas pela inflação do período (IPCA acumulado nos últimos doze meses em setembro: 4,42%). Importante destacar que todos os PPAs da Companhia (ACR e ACL) também são corrigidos anualmente pela inflação.
- **Crescimento:** variação das despesas relacionadas aos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína entre os períodos. Com a entrada em operação, os projetos deixam gradualmente de ser capitalizados.
- **Recorrentes:** maximização da eficiência operacional, com gestão disciplinada e focada na performance dos ativos.
- **Não-Recorrentes 3T24:** despesas com a combinação de negócios entre a AES Brasil e Auren (R\$ 2,3 milhões).

Vale destacar que o múltiplo de OPEX por Capacidade Instalada Operacional do 3T24 reduziu 1,2% quando comparado ao mesmo período de 2023, evidenciando a eficiência na gestão dos custos e despesas.

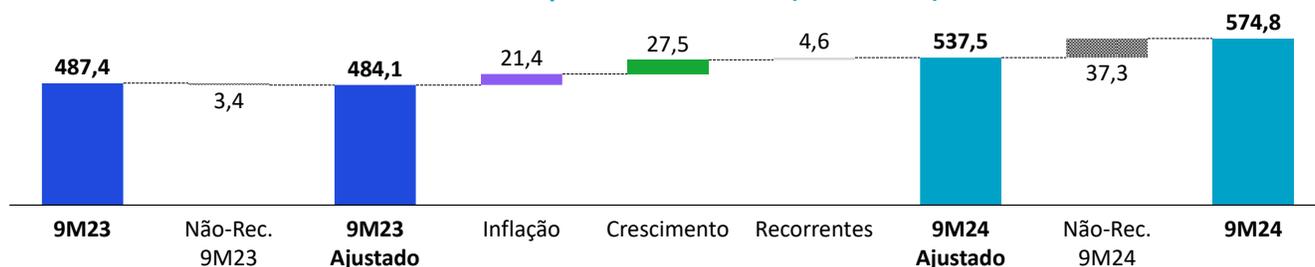
Custos e Despesas – Trimestre (R\$ milhões)



Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 574,8 milhões nos nove primeiros meses do ano. Ajustado pelos efeitos não recorrentes, **os custos e despesas somaram R\$ 537,5 milhões no período**, aumento de 11,0% em relação ao 9M23 ajustado (R\$ 484,1 milhões). A variação é explicada por:

- **Não-Recorrentes 9M23:** provisão de ativos decorrente da venda das usinas de Geração Distribuída (R\$ 23,0 milhões) e sinistro relacionado ao incidente envolvendo um rotor em Ventos do Araripe (R\$ 9,9 milhões), parcialmente compensados por reversões de contingências (R\$ 15,0 milhões), recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões) e reversão de provisões da folha de pagamentos (R\$ 1,9 milhão).
- **Inflação:** correção dos custos e despesas pela inflação do período.
- **Crescimento:** variação das despesas relacionadas aos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.
- **Recorrentes:** a variação reflete, principalmente, o aumento nas despesas com seguros e maiores custos e despesas com serviços de terceiros em função da aceleração do turnaround dos ativos eólicos, visando maior eficiência operacional focada na otimização da performance dos complexos.
- **Não-Recorrentes 9M24:** além do efeito não-recorrente registrado no 3T24, considera outras despesas com a combinação de negócios entre a AES Brasil e Auren incorridas no 2T24 (R\$ 4,5 milhões), provisão de processo cível (R\$ 8,6 milhões), despesas com a manutenção bianual das eclusas (R\$ 15,1 milhões) e o ajuste do preço de compra do Complexo Eólico Alto Sertão (R\$ 22,2 milhões) em função do melhor desempenho do parque se comparado ao cenário base de aquisição. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela indenização de sinistro por danos materiais e lucros cessantes em Ventos do Araripe (R\$ 9,9 milhões) e recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,6 milhões).

Custos e Despesas – Acumulado (R\$ milhões)

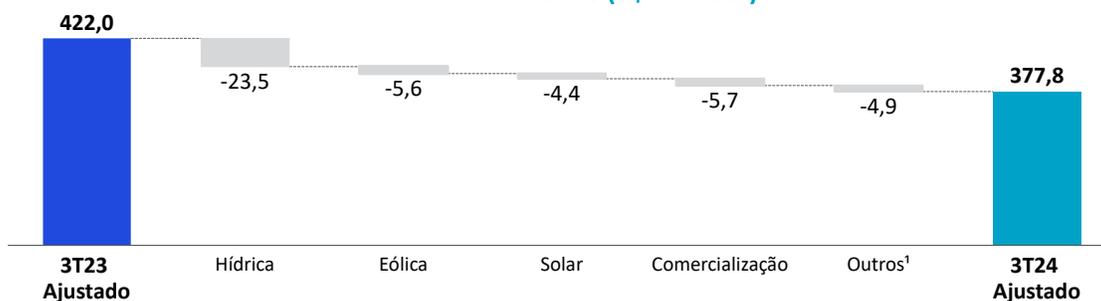


EBITDA

A AES Brasil registrou um EBITDA de R\$ 375,5 milhões no 3T24. Excluídos os efeitos não recorrentes descritos na seção anterior, o **EBITDA 3T24 Ajustado totalizou R\$ 377,8 milhões**, 10,5% inferior ao 3T23 ajustado pelos efeitos não recorrentes (R\$ 422,0 milhões). A variação entre os períodos é explicada a seguir:

- **Hídrica:** redução de R\$ 23,5 milhões, reflexo, assim como explicado na seção da margem hídrica, de maiores custos com compra de energia em função, principalmente, do impacto do *curtailment* na geração do portfólio consolidado no período, acrescido do aumento nas despesas de seguros pela renovação das apólices (+R\$ 9,0 milhões).
- **Eólicas:** a redução de R\$ 5,6 milhões reflete, principalmente, a maior incidência de *curtailment* e a contabilização de R\$ 5,9 milhões no 3T23, decorrente do ressarcimento por atrasos em Tucano.
- **Solares:** redução de R\$ 4,4 milhões, reflexo da maior incidência de *curtailment* (20,2 GWh), redução da irradiância e menor disponibilidade no período.
- **Comercialização e Outros:** variações influenciadas, principalmente, pelo resultado da comercializadora em um cenário de incerteza no mercado (-R\$ 5,7 milhões) e despesas de holding.

EBITDA – Trimestre (R\$ milhões)

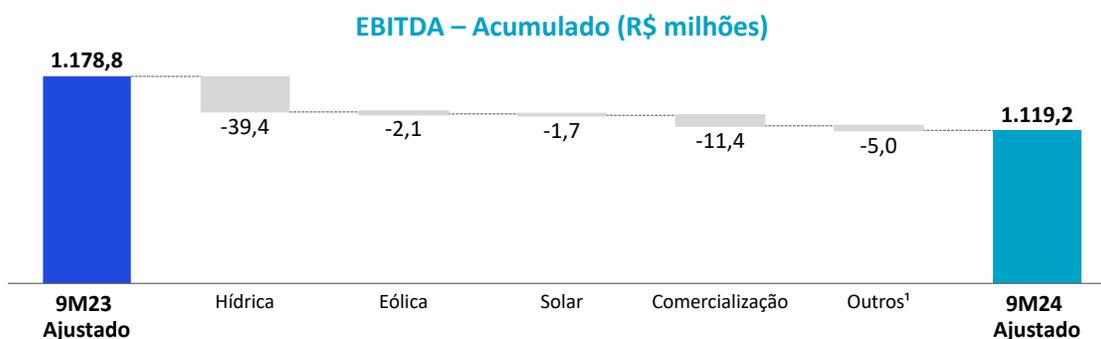


1 – Considera comercialização varejista, holdings e subsidiárias integrais.

No acumulado do ano, a Companhia registrou um EBITDA de R\$ 1.081,9 milhões. Excluídos os efeitos não recorrentes do período descritos na seção anterior, o **EBITDA 9M24 Ajustado totalizou R\$ 1.119,2 milhões**, 5,1% inferior ao 9M23 ajustado (R\$ 1.178,8 milhões). A variação entre os períodos é explicada a seguir:

- **Hídrica:** assim como na variação do trimestre, a redução reflete, principalmente, maior custo com compra de energia aliada ao aumento nas despesas de seguros pela renovação das apólices. Adicionalmente, o desempenho contempla a receita não recorrente de cerca de R\$ 10,3 milhões contabilizada no 1S23 referente ao volume de exportação de energia da EVT (Energia Vertida Turbinável), que não se repetiu em 2024.

- **Eólicas:** redução de R\$ 2,1 milhões, influenciado pela menor velocidade média dos ventos e maior incidência de *curtailment*, além da contabilização de R\$ 59,3 milhões em compensações por atraso em Tucano ocorridas em 2023 que não se repetiram em 2024, parcialmente mitigado pela melhora de 4,4 p.p. na disponibilidade e pela contribuição crescente de Tucano e Cajuína nos resultados da Companhia.
- **Solares:** redução de R\$ 1,7 milhões, influenciada pela maior incidência de *curtailment* e redução de eficiência dos módulos, parcialmente compensada pela atualização anual dos contratos por inflação e pela boa performance operacional dos ativos
- **Comercialização e Outros:** variação influenciada, principalmente, pelo resultado da comercializadora em um cenário de incerteza no mercado (-R\$ 11,4 milhões) e despesas de holding.



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 241,5 milhões no 3T24 e R\$ 743,5 milhões no acumulado do ano (vs R\$ 150,7 milhões no 3T23 e R\$ 439,4 milhões no 9M23).

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Receitas Financeiras	119,6	75,4	-36,9%	402,0	229,9	-42,8%
Rendimento de Aplicações Financeiras	100,0	53,5	-46,5%	357,8	171,2	-52,1%
Rendimento de Cauções e Depósitos Judiciais	18,1	14,5	-20,0%	55,6	43,2	-22,2%
Outras	1,9	7,2	270,9%	(11,4)	15,5	-236,6%
Variações Cambiais	(0,4)	0,3	-162,2%	(0,1)	(0,1)	120,3%
Despesas Financeiras	(270,3)	(317,0)	17,3%	(841,3)	(973,4)	15,7%
Encargos de Dívida	(271,6)	(240,4)	-11,5%	(820,3)	(712,9)	-13,1%
Atualização Monetária Debênture / Empréstimos	(18,6)	(37,3)	100,7%	(130,8)	(167,0)	27,7%
Atualizações Monetárias¹	(8,5)	(5,0)	-41,6%	(36,8)	(21,9)	-40,6%
Juros Capitalizados trans. p/o imobilizado/intangível em curso	100,0	28,4	-71,6%	356,5	118,6	-66,7%
Outras	(71,3)	(62,7)	-12,1%	(207,2)	(190,0)	-8,3%
Variações Cambiais	(0,3)	(0,1)	-81,3%	(2,7)	(0,3)	-90,0%
Resultado Financeiro	(150,7)	(241,5)	60,2%	(439,4)	(743,5)	69,2%

1 – Considera atualização monetária sobre obrigações de aquisições, processos judiciais e ressarcimentos.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 75,4 milhões no 3T24 e R\$ 229,9 milhões no acumulado do ano, redução de 36,9% e 42,8% em relação ao 3T23 e 9M23, respectivamente, reflexo da redução de 11,4% no saldo de caixa entre

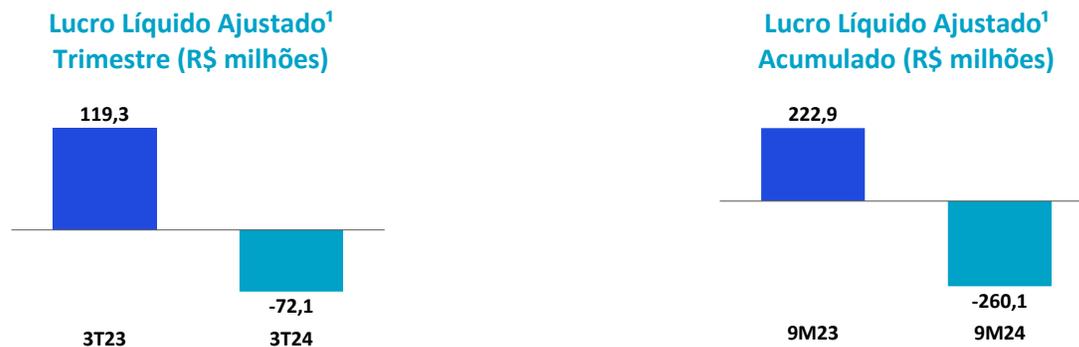
os períodos (R\$ 2,8 bilhões em set/24 vs R\$ 3,1 bilhões em set/23), aliado ao menor CDI médio registrado (3T24: 10,43% vs 3T23: 13,28% | 9M24: 10,73% vs 9M23: 13,52%).

Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 317,0 milhões no 3T24 e R\$ 973,4 milhões no 9M24, superior em 17,3% no trimestre e 15,7% no acumulado do ano. A variação reflete, principalmente, a redução nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso, reflexo da operação total do Complexo Eólico Cajuína 1 e Tucano ao final do 3T24, além da operação faseada de Cajuína 2.

LUCRO LÍQUIDO

Como resultado dos fatores mencionados e aliado ao aumento da depreciação e amortização (+21,2% no trimestre e +23,8% no acumulado do ano) e redução da equivalência patrimonial (-R\$ 16,3 milhões em 2024 até setembro vs o mesmo período de 2023), a AES Brasil registrou prejuízo ajustado de **R\$ 72,1 milhões no 3T24 e R\$ 260,1 milhões no 9M24** (vs lucro líquido ajustado de R\$ 119,3 milhões no 3T23 e R\$ 222,9 milhões no 9M23).



1 – Considera os ajustes efetuados no EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

ENDIVIDAMENTO

A Dívida Bruta¹¹ consolidada da AES Brasil totalizou **R\$ 12,4 bilhões ao final do 3T24**, 4,3% acima do mesmo período de 2023 (R\$ 11,9 bilhões). A variação do saldo é explicada, principalmente, pelo:

- (i) Captação da 2ª Emissão de Debêntures de Veleiros (*cluster* Unipar) no 4T23 (R\$ 160,0 milhões);
- (ii) Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Potengi (*cluster* BRF) no 1T24 (R\$ 300,0 milhões);
- (iii) Captação da 2ª emissão de Debêntures de Potengi (*cluster* BRF) no 2T24 (R\$ 210,0 milhões);
- (iv) Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Ventos de Santa Tereza 07 no 2T24 (900,0 milhões);
- (v) Captação de financiamento de longo prazo junto ao Banco do Brasil, com recursos do FDNE, em Ventos de Santa Tereza 01 no 3T24 (R\$ 66,5 milhões);
- (vi) Captação de financiamento de longo prazo junto ao Banco do Nordeste, com recursos do FNE, em Ventos de São Ricardo 03 no 3T24 (R\$ 122,8 milhões);
- (vii) Captação de financiamento de longo prazo junto ao Banco do Nordeste, com recursos do FNE, em Ventos de São Ricardo 04 no 3T24 (R\$ 95,3 milhões);

¹¹ Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas, operações de compra e venda de energia.

- (viii) Pré-pagamento parcial de R\$ 757,5 milhões da 1ª Emissão de Debêntures de AES Brasil Energia, resultando um saldo remanescente de R\$ 335,2 milhões;
- (ix) Pré-pagamentos parciais obrigatórios de R\$ 159,5 milhões referentes à 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros (*cluster* Unipar), resultando em um saldo remanescente de R\$ 292,0 milhões no 4T23, e de R\$ 284,4 milhões no 1T24 e R\$ 200,4 milhões no 2T24 referentes à 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi (*cluster* BRF), resultando um saldo remanescente de R\$ 544,3 milhões ao final de março e R\$ 301,2 milhões ao final de junho de 2024;
- (x) Pré-pagamentos parciais facultativos da 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi (R\$ 50,0 milhões) e da 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros (R\$ 16,2 milhões);
- (xi) Pré-pagamento parcial obrigatório da 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi (R\$ 67,7 milhões), resultando em um saldo remanescente de R\$ 245,9 milhões no 3T24; e
- (xii) Juros, amortizações e atualizações monetárias incorridos e/ou pagos entre os períodos, além dos movimentos na AES Operações, descritos a seguir.

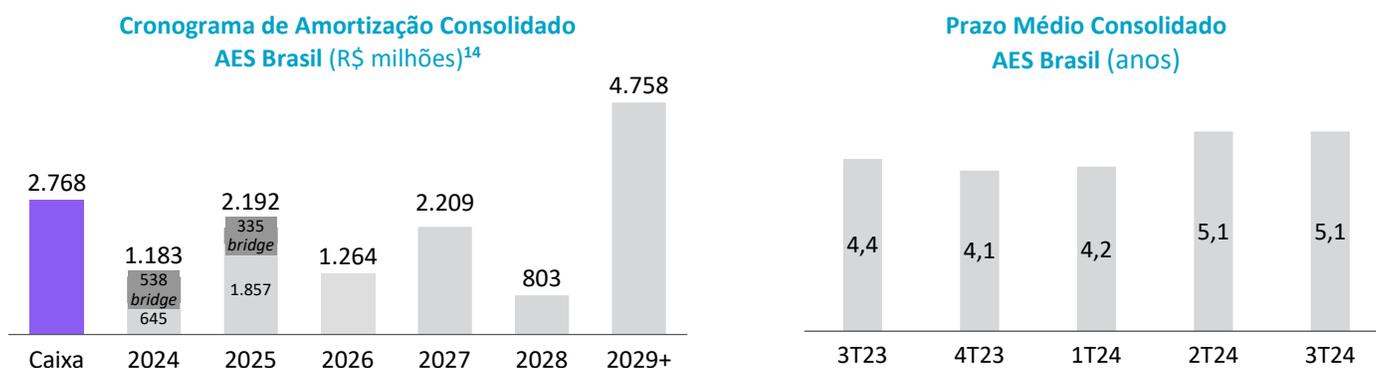
A **AES Operações** encerrou o 3T24 com Dívida Bruta¹² consolidada de R\$ 6,0 bilhões, 1,8% superior ao 3T23 (R\$ 5,9 bilhões). A variação é explicada, principalmente, pelos juros e amortizações pagos entre os períodos, além da captação da 11ª Emissão de Debêntures da AES Operações (R\$ 600,0 milhões) no 2T24.

Em 30 de setembro, o **Caixa**¹³ consolidado da **AES Brasil** somava R\$ 2,8 bilhões, enquanto a **AES Operações** somava R\$ 1,8 bilhões. Desta forma, a **Dívida Líquida** é apresentada abaixo:

Endividamento (R\$ milhões)	AES Brasil			AES Operações		
	3T23	3T24	Var	3T23	3T24	Var
Dívida Bruta	11.852,2	12.359,9	4,3%	5.897,2	6.001,9	1,8%
Caixa	3.125,2	2.767,9	-11,4%	1.736,0	1.830,3	5,4%
Dívida Líquida	8.727,0	9.591,9	9,9%	4.161,2	4.171,6	0,3%

Para tabela com a abertura das dívidas da Companhia, clique [aqui](#).

Indicadores de Dívida em 30 de setembro de 2024

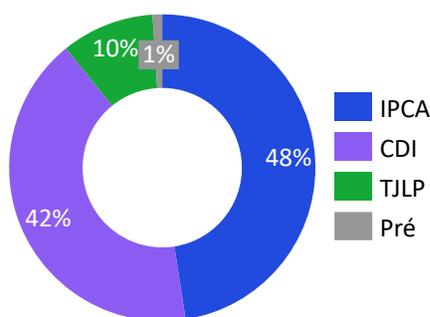


¹² Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

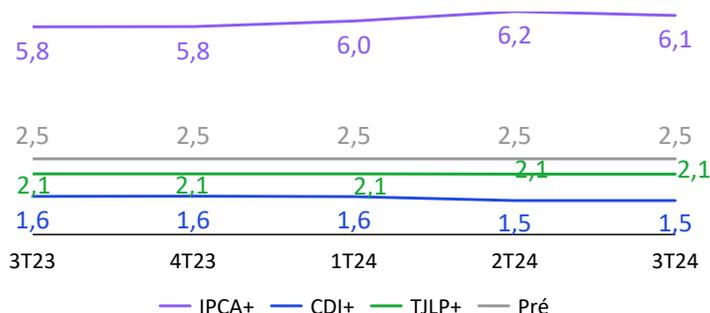
¹³ Considera Caixa e Aplicações Financeiras.

¹⁴ Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

Dívida Bruta por Indexador Consolidado¹⁵



Custo Consolidado AES Brasil (% a.a.)¹⁶



A estratégia da Companhia continua direcionada à **obtenção de financiamentos de longo prazo para substituir os empréstimos-ponte que vencem entre 2024 e 2025**. Tal estratégia tem como objetivo principal estender o prazo médio da dívida, migrar sua exposição ao CDI para o IPCA e, conseqüentemente, diminuir o custo médio.

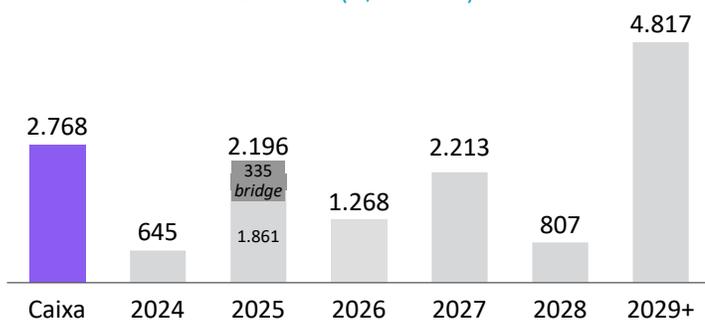
Além das emissões realizadas durante o primeiro semestre de 2024, foram contratadas linhas de financiamento subsidiado, sendo: (i) R\$ 143,0 milhões da linha do FDNE contratada em Santa Tereza 01, sob controle de Potengi (BRF) – 1º desembolso liquidado em julho/24 (R\$ 67,7 milhões); e (ii) R\$ 220,0 milhões do BNB (FNE) contratadas em São Ricardo 03 e 04, sob controle de Veleiros (Unipar III) – desembolso totalmente liquidado em setembro/24. As emissões tiveram 80% dos desembolsos liquidados no 3T24 e substituem parte dos empréstimos-ponte utilizados para custear as despesas de construção de Cajuína por financiamentos de longo prazo nos projetos.

Com essas operações, o prazo médio consolidado da dívida, que era de 5,1 anos ao final do 3T24, será estendido para **5,4 anos**. Paralelamente, a exposição ao CDI será reduzida para 39%, proporcionando a maior proteção natural dos resultados, uma vez que os contratos de venda de energia são ajustados anualmente pelo IPCA.

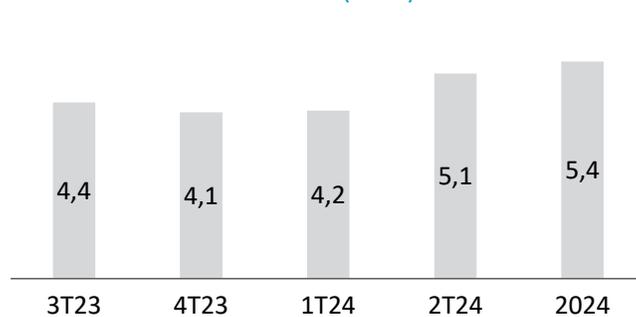
Abaixo destacamos o perfil da dívida após a conclusão e liquidação das emissões listadas acima:

Indicadores de Dívida – Cenário após total implementação das operações contratadas

Cronograma de Amortização Contratado AES Brasil (R\$ milhões)¹⁷



Prazo Médio Consolidado Contratado AES Brasil (anos)

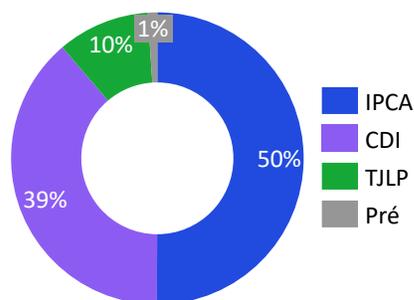


¹⁵ Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

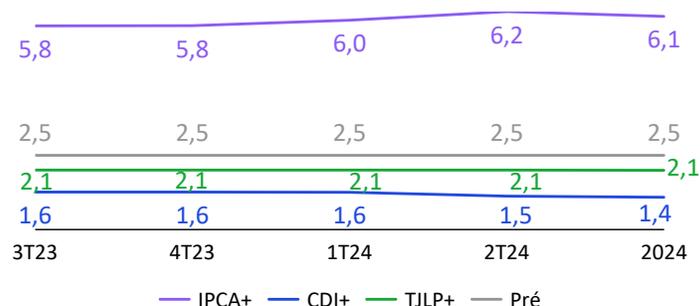
¹⁶ Custo médio da dívida calculado com CDI de fechamento e IPCA acumulado (últimos 12 meses) na data de fechamento do trimestre. Tanto custo quanto prazo referem-se ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁷ Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

Dívida Bruta por Indexador Contratado¹⁸



Custo Consolidado Contratado AES Brasil (% a.a.)¹⁹



Covenants

O Índice de Alavancagem da **AES Brasil Operações** (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado²⁰) encerrou o 3T24 em 3,61x, enquanto o Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) encerrou o trimestre em 2,30x.

Para fins de **cálculo dos covenants da AES Brasil Operações**, conforme as definições dos instrumentos financeiros, deve-se levar em consideração a razão entre dívida líquida (composta pela soma de empréstimos, financiamentos, debêntures, e instrumentos de derivativos para eliminação do risco cambial das dívidas *offshore*), subtraído do saldo de caixa e aplicações.

AES Brasil Operações (R\$ milhões)	3T23	3T24	Var
Dívida Bruta	5.897,2	6.001,9	1,8%
Disponibilidades	1.736,0	1.830,3	5,4%
Dívida Líquida	4.161,2	4.171,6	0,3%
EBITDA Ajustado (Últimos 12 meses)	1.323,2	1.156,9	-12,6%
Covenant - Dívida Líquida/EBITDA (x)	3,14	3,61	-0,46 p.p.

Nota: covenants de 4,5x para a AES Brasil Operações.

Importante destacar que, apesar de a **AES Brasil não possuir covenants**, a administração da Companhia considera o indicador de alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) para gestão do endividamento consolidado. Neste cenário, o **índice de alavancagem da AES Brasil encerrou o 3T24 em 6,04x**.

¹⁸ Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁹ Custo médio da dívida calculado com CDI de fechamento e IPCA acumulado (últimos 12 meses) na data de fechamento do trimestre. Tanto custo quanto prazo referem-se ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

²⁰ O EBITDA Ajustado é o somatório dos últimos 12 meses do resultado operacional conforme apresentado nas DFs consolidadas, excluindo: (i) receitas e despesas financeiras; (ii) depreciação e amortização; e (iii) despesas com entidade de previdência privada. Em caso de aquisição, considera o EBITDA ajustado proforma do ativo adquirido.

Ratings: escala nacional

Empresa	Agência	Classificação – Perspectiva	Atualização
AES Brasil Operações	Moody's	AA.br – perspectiva estável	abr/24
Alto Sertão II	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	fev/24
Tucano Holding II	Moody's	AA-.br – perspectiva estável	jun/24
Tucano Holding III	Fitch	AA+(bra) – perspectiva estável	ago/24
AES Cajuína AB1	Moody's	AA-.br – perspectiva estável	jun/24
Ventos de São Tomé	Fitch	AA+(bra) – perspectiva negativa	mai/24
Ventos de São Tito	Fitch	AAA(bra) – perspectiva negativa	mar/24
Veleiros Holding	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24
Potengi Holding	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24
Ventos de Santa Tereza 07	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24

INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Brasil totalizaram R\$ 125,7 milhões no 3T24 e R\$ 473,9 milhões no 9M24, reduções de 82,2% e 78,0%, respectivamente, em relação aos valores reportados nos mesmos períodos de 2023. Essa diminuição é principalmente atribuída à conclusão da construção de Cajuína 1 no último trimestre de 2023 e Tucano no 3T24, além da fase final das obras Cajuína 2.

Adicionalmente, a Companhia deu continuidade aos investimentos para a conclusão do parque solar AGV VII, no estado de São Paulo, e na evolução da estrutura comum de Cajuína para desenvolvimento de seu *pipeline*.

Investimentos (R\$ milhões)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital	71,2	55,5	-22,0%	171,0	156,4	-8,6%
Desenvolvimento de <i>Pipeline</i> - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	119,6	25,2	-79,0%	225,9	85,0	-62,4%
Expansão	514,5	45,0	-91,3%	1.757,3	232,6	-86,8%
Complexo Tucano	14,8	3,5	-76,5%	154,6	6,5	-95,8%
Complexo Cajuína	499,8	41,5	-91,7%	1.602,7	226,1	-85,9%
Total Investimentos	705,3	125,7	-82,2%	2.154,2	473,9	-78,0%
Juros e Mão de Obra Capitalizados	111,1	0,0	-100,0%	364,1	0,1	-100,0%
Total Investimentos + Juros de Capitalização	816,4	125,7	-84,6%	2.518,3	474,0	-81,2%

Nota: investimentos proporcionais à participação da AES Brasil nas *joint ventures*. Não considera investimentos em P&D.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

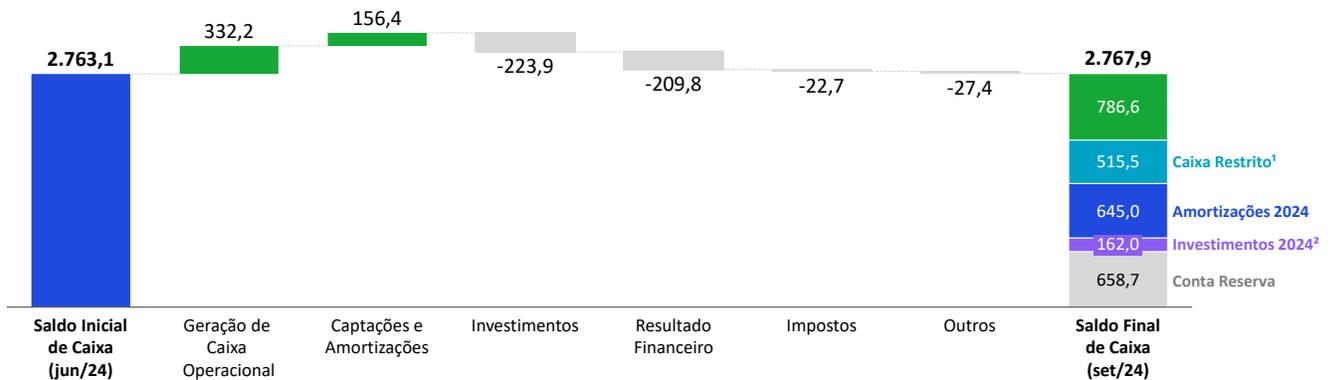
A AES Brasil encerrou o 3T24 com um **caixa consolidado de R\$ 2,8 bilhões**, em linha se comparado ao saldo final do 2T24 e +R\$ 138,3 milhões em relação ao final de 2023 (R\$ 2,6 bilhões).

A geração de caixa operacional totalizou R\$ 322,2 milhões no 3T24 e R\$ 1.040,5 milhões em 2024.

Do saldo no final de setembro de 2024, além dos valores previstos para fazer frente aos investimentos e amortizações, R\$ 658,7 milhões estão alocados em contas reserva de financiamentos em diferentes ativos, e um

saldo de R\$ 515,5 milhões está alocado nos projetos, com distribuição limitada até o *completion* financeiro das dívidas e por acordo de acionistas com sócios nos ativos.

Fluxo de Caixa Gerencial (R\$ milhões)



1 – Caixa restrito até a conclusão dos projetos greenfield e por acordo de acionistas; 2 – Considera participação nos projetos de Tucano, Cajuína, AGV VII, desenvolvimento de pipeline e modernização e manutenção.

Para retornar ao Sumário do documento, clique [aqui](#).

PERFORMANCE ESG

DIRETRIZES E COMPROMISSOS

A AES Brasil acredita que seu modelo de negócios contribui diretamente de forma positiva para os principais desafios socioambientais da sociedade. Nesse sentido, a Companhia estabeleceu um conjunto de compromissos e metas para a gestão ESG – sigla em inglês que significa o gerenciamento de aspectos, riscos e oportunidades ambientais (Environmental), sociais (Social) e de governança corporativa (Governance), ou ASG em português. Os compromissos e metas foram definidos com base em três temas principais: Mudanças Climáticas, dentro do pilar de meio ambiente; Diversidade, Equidade e Inclusão, em social; e Ética e Transparência, em governança.

Os [Compromissos ESG 2030](#) têm como ponto de partida os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030, proposta pela Organização das Nações Unidas (ONU), tendo seis ODS como prioritários:



Desde 2007, a AES Brasil integra o **Índice de Sustentabilidade Empresarial** da B3, que avalia o desempenho das companhias listadas quanto às respectivas práticas de sustentabilidade. A Companhia é signatária do **Pacto Global da ONU** desde 2006, apoiando a promoção dos direitos humanos e práticas de trabalho relativas ao meio ambiente e ao combate à corrupção. A AES Brasil também faz parte da cobertura dos principais *ratings* ESG, com destaque para a manutenção da avaliação máxima no **MSCI ESG Rating**, com a classificação **AAA**²¹, pelo 4º ano

²¹ Em 2021, 2022, 2023 e 2024, a AES Brasil recebeu a classificação ESG nível AAA pelo MSCI.

consecutivo, permanecendo como a única empresa da subindústria de Energia Renovável com essa nota na América Latina. O MSCI ESG Rating mede os riscos e oportunidades ambientais, sociais e de governança para orientação de investidores. Essa avaliação é resultado do compromisso da Companhia com a transparência e da sólida forma de gestão do negócio, com comprometimento de toda a liderança e colaboradores na incorporação de questões socioambientais nas decisões diárias.

No 9M24, a restauração de áreas de Mata Atlântica e Cerrado atingiu mais de 46% da meta anual de 243 hectares, um avanço de 92% em relação à quantidade restaurada no mesmo período do ano anterior. A mesma tendência de crescimento foi observada na produção de mudas nativas no viveiro da Usina Hidrelétrica de Promissão (SP), com um aumento de 44% no 9M24, representando aproximadamente 63% do que foi produzido em 2023 (um milhão de mudas).

O trabalho com as comunidades nas áreas de influência dos ativos da Companhia avançou com a conclusão do projeto de Inclusão Produtiva, focado no turismo, que beneficiou diretamente 97 pessoas nas regiões dos Complexos Eólicos Ventus e Salinas (RN), promovendo capacitações técnicas para geração de renda local, empreendedorismo e associativismo.

Para o público interno da Companhia, foram promovidos treinamentos e palestras sobre Diversidade, Equidade e Inclusão, com a participação de 300 colaboradores. Entre as ações realizadas, destaca-se o tema “Masculinidades”, com foco na reflexão sobre diferentes papéis de gênero e seu impacto no ambiente de trabalho. Neste trimestre, também foi abordada a temática de capacitismo, que impulsionou discussões sobre como esse tipo preconceito e discriminação se manifestam no mercado de trabalho.

A tabela com a evolução dos principais indicadores do período pode ser acessada [aqui](#).

No site da Companhia, estão disponíveis o [Relatório Integrado de Sustentabilidade 2023](#), o Relatório de Performance ESG, atualizado trimestralmente, além dos Inventários de Emissões de GEE e os questionários Carbon Disclosure Project (CDP) em Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica. Clique [aqui](#) para acessá-los.

ANEXOS

Com o intuito de auxiliar investidores e analistas no processo de modelagem, a Companhia disponibiliza um arquivo Excel com o histórico dos [Dados Financeiros e Operacionais](#), além de um [Guia de Modelagem](#).

INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE

FONTE HÍDRICA

Indicadores Operacionais	3T23	3T24	Var (p.p. ou %)	9M23	9M24	Var (p.p. ou %)
Afluência - SIN (% MLT)	95,1	66,1	-29,0	97,8	72,3	-25,5
Afluência - SE/CO (% MLT)	88,9	55,8	-33,1	100,8	63,3	-37,5
Nível Reservatórios - SIN (% média)	78,5	57,6	-20,9	81,7	65,7	-16,0
Nível Reservatórios - SE/CO (% média)	78,5	55,1	-23,5	80,5	63,6	-16,9
GSF (%)	80,6	79,3	-1,3	92,0	90,4	-1,5
Afluência Bacia Rio Grande (% MLT)	96,5	45,5	-51,0	118,2	53,1	-65,1
Afluência Bacia Rio Tietê (% MLT)	96,5	72,2	-24,3	106,8	66,2	-40,6
Disponibilidade (%)	92,4	96,0	3,6	91,5	95,8	4,3

Geração Usinas Hidrelétricas (GWh)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Energia Gerada Bruta	2.747,6	1.871,5	-31,9%	8.958,3	6.197,4	-30,8%
Água Vermelha	1.750,6	1.270,2	-27,4%	4.987,9	3.886,6	-22,1%
Bariri	104,2	63,3	-39,2%	438,5	291,1	-33,6%
Barra Bonita	90,6	59,8	-34,0%	326,0	207,1	-36,5%
Caconde	88,4	56,8	-35,8%	312,0	174,1	-44,2%
Euclides da Cunha	100,1	67,3	-32,8%	402,7	244,7	-39,2%
Ibitinga	116,2	74,0	-36,3%	472,7	331,0	-30,0%
Limoeiro	28,3	19,8	-30,2%	108,9	71,8	-34,0%
Nova Avanhandava	256,3	144,7	-43,5%	1.051,5	550,1	-47,7%
Promissão	205,6	112,4	-45,3%	831,3	419,0	-49,6%
Mogi / S. Joaquim / S. José	7,2	3,3	-54,8%	26,8	21,8	-18,6%
Energia Gerada Líquida	2.725,4	1.857,3	-31,9%	8.884,1	6.147,4	-30,8%

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração hídrica, clique [aqui](#).

FORTE EÓLICA

Indicadores Operacionais	3T23	3T24	Var (p.p. ou %)	9M23	9M24	Var (p.p. ou %)
Ventos (m/s)¹	8,7	9,0	4,3%	7,8	7,6	-2,3%
Alto Sertão II	9,0	9,4	4,6%	8,4	8,2	-3,4%
Ventus	7,8	8,2	4,9%	6,9	6,7	-2,5%
Mandacaru	9,6	9,7	1,4%	7,4	7,3	-1,5%
Salinas	8,4	9,2	9,6%	7,4	7,4	0,5%
Ventos do Araripe	9,9	10,4	4,5%	8,4	8,4	-0,3%
Caetés	7,2	7,8	8,4%	7,2	7,0	-3,6%
Cassino	7,4	6,6	-9,7%	6,7	6,6	-1,9%
Tucano	8,9	8,1	-9,9%	8,4	7,7	-8,4%
Cajuína	10,6	9,7	-8,2%	10,6	7,7	-27,7%
Disponibilidade (%)^{1,2}	88,4	93,4	5,0	88,1	92,5	4,4
Alto Sertão II	92,6	97,5	4,9	92,3	94,8	2,5
Ventus	82,2	90,9	8,7	83,0	89,7	6,8
Mandacaru	79,7	82,3	2,5	78,0	83,1	5,1
Salinas	86,0	95,2	9,2	91,1	95,9	4,8
Ventos do Araripe	90,5	89,5	-1,0	87,5	76,1	-11,4
Caetés	89,2	96,0	6,8	88,4	93,0	4,6
Cassino	89,2	98,3	9,1	92,6	97,7	5,1
Curtaíment³ (GWh)	99,3	378,6	281,3%	125,2	487,8	289,7%
Alto Sertão II	13,5	71,5	429,3%	22,5	104,3	363,6%
Ventus	25,0	38,0	52,1%	29,9	54,8	83,6%
Mandacaru	2,0	28,1	1.283,9%	3,1	29,3	847,5%
Salinas	5,5	23,4	324,2%	6,0	30,0	402,8%
Ventos do Araripe	3,8	20,5	442,9%	10,8	25,1	131,8%
Caetés	6,4	21,3	230,9%	8,9	26,4	196,1%
Cassino	0,6	0,5	-16,0%	0,7	0,6	-8,8%
Tucano	15,6	6,5	-58,1%	16,4	8,4	-48,7%
Cajuína	26,9	168,8	527,5%	26,9	208,8	676,2%

1 – Velocidade dos ventos e disponibilidade desconsideram Tucano e Cajuína, dado que ainda não se encontram sob gestão do time de operações; 2 – A disponibilidade média do 1S24 exclui a indisponibilidade de um de dois transformadores em Ventos do Araripe, que limitava a disponibilidade máxima do parque a aproximadamente 55%; 3 – Segundo ONS.

Geração Parques Eólicos (GWh)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Energia Gerada Bruta	1.412,4	1.774,1	25,6%	3.393,4	4.173,8	23,0%
Alto Sertão II	414,4	415,6	0,3%	1.132,9	993,4	-12,3%
Alto Sertão II - LER 2010	183,3	175,1	-4,5%	495,5	419,5	-15,3%
Alto Sertão II - LEN 2011	231,1	240,5	4,1%	637,4	573,8	-10,0%
Ventus	105,1	84,8	-19,3%	242,8	196,5	-19,1%
Mandacaru	100,4	99,5	-0,8%	189,6	184,9	-2,5%
Salinas	28,6	34,3	19,9%	87,7	80,2	-8,5%
Ventos do Araripe	277,9	255,5	-8,0%	595,8	571,4	-4,1%
Caetés	164,4	185,1	12,6%	495,3	464,6	-6,2%
Cassino	49,7	49,9	0,3%	129,0	154,9	20,0%
Subtotal ACR	1.140,4	1.124,7	-1,4%	2.873,1	2.645,8	-7,9%
Tucano	161,1	337,2	109,3%	377,6	715,7	89,5%
Cajuína	110,9	312,2	181,5%	142,7	812,2	469,3%
Subtotal ACL (Tucano e Cajuína)	272,0	649,3	138,7%	520,3	1.528,0	193,7%

Características Gerais – Ativos Eólicos

Portfólio Eólico	Quadrinênios - Leilões ACR						Características dos Complexos		
	Início do Suprimento	Fim do 1º	Fim do 2º	Fim do 3º	Fim do 4º	Fim do Suprimento	Número de Aerogeradores	MW por Aerogerador	Fornecedor
Alto Sertão II									
LER 2010	set-13	ago-17	ago-21	ago-25	ago-29	ago-33	100	1,7	GE
LEN 2011	jan-16	dez-19	dez-23	dez-27	dez-31	dez-35	130	1,7	GE
Ventus									
LER 2009	jul-12	jun-16	jun-20	jun-24	jun-28	jun-32	112	1,7	MS
Mandacaru e Salinas									
LER 2009	jul-12	jun-16	jun-20	jun-24	jun-28	jun-32	45	2,1	Suzlon
LEN 2011	nov-14	out-18	out-22	out-26	dez-30	ago-34	32	2,0	Siemens Gamesa
Ventos do Araripe									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	105	2,0	Siemens Gamesa
Caetés									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	107	1,7	GE
Cassino									
LFA 10	jan-15	dez-18	dez-22	dez-26	dez-30	dez-34	32	2,0	Siemens Gamesa
Tucano (ACL)									
PPA Unipar	-	-	-	-	-	-	25	6,2	Siemens Gamesa
PPA Anglo	-	-	-	-	-	-	27	6,2	Siemens Gamesa
Cajuína (ACL)									
Cajuína 1	-	-	-	-	-	-	55	5,7	Nordex
Cajuína 2	-	-	-	-	-	-	65	5,7	Nordex

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração eólica, clique [aqui](#).

FONTE SOLAR

Indicadores Operacionais	3T23	3T24	Var (p.p. ou %)	9M23	9M24	Var (p.p. ou %)
Irradiância (W/m²)	214,1	209,1	-2,3%	214,9	223,0	3,8%
Guaimbê	213,3	206,8	-3,0%	213,2	230,0	7,9%
Boa Hora	213,6	203,9	-4,5%	216,0	210,4	-2,6%
Água Vermelha	216,3	218,3	0,9%	217,2	220,8	1,7%
Disponibilidade (%)	99,0	97,4	-1,6	98,8	99,0	0,2
Guaimbê	99,6	98,1	-1,5	99,5	99,2	-0,4
Boa Hora	98,8	99,2	0,4	98,9	99,7	0,7
Água Vermelha	98,2	94,3	-3,8	97,1	98,0	0,8
Curtailem (GWh)	4,1	20,2	390,7%	4,6	22,2	386,8%
Guaimbê	1,9	10,1	430,9%	2,0	11,3	462,1%
Boa Hora	1,0	4,8	365,9%	1,2	5,2	338,4%
Água Vermelha	1,2	5,3	347,7%	1,4	5,7	318,2%

Geração Parques Solares (GWh)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Energia Gerada Bruta	142,4	126,6	-11,1%	417,2	403,0	-3,4%
Guaimbê	67,3	61,7	-8,4%	198,4	196,4	-1,0%
Ouroeste	75,0	64,9	-13,5%	218,7	206,6	-5,6%
<i>Boa Hora</i>	<i>36,7</i>	<i>32,9</i>	<i>-10,3%</i>	<i>105,9</i>	<i>101,3</i>	<i>-4,3%</i>
<i>Água Vermelha</i>	<i>38,4</i>	<i>32,1</i>	<i>-16,5%</i>	<i>112,9</i>	<i>105,3</i>	<i>-6,7%</i>

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração solar, clique [aqui](#).

BALANÇO PATRIMONIAL E DRE

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	30/09/2024
Ativo Total	19.479,9	20.948,0
Ativo Circulante	2.772,2	3.977,3
Caixa e equivalentes de caixa	281,7	516,9
Investimentos de curto prazo	1.733,3	1.592,3
Contas a receber de clientes	375,7	470,6
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	101,2	125,3
Outros tributos a recuperar	4,6	3,0
Instrumentos financeiros derivativos	31,5	1.061,4
Cauções e depósitos vinculados	37,3	14,6
Conta de ressarcimento	9,7	2,9
Dividendos a receber	9,5	13,7
Outros ativos	187,7	176,5
Ativo Não Circulante	16.707,7	16.970,7
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	75,2	103,6
Tributos diferidos	128,0	172,1
Cauções e depósitos vinculados	577,4	644,1
Instrumentos financeiros derivativos	34,9	213,2
Conta de ressarcimento	7,9	2,0
Outros ativos	35,6	35,1
Investimentos em controladas e joint ventures	106,9	92,8
Imobilizado, líquido	13.691,8	13.807,6
Intangível, líquido	2.050,1	1.900,2

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	30/09/2024
Passivo Total e Patrimônio Líquido	19.479,9	20.948,0
Passivo Circulante	3.332,4	4.752,7
Fornecedores	375,8	354,2
Empréstimos e financiamentos e debêntures	2.308,7	3.128,3
Passivo de arrendamento	7,9	6,8
Imposto de renda e contribuição social a pagar	17,6	31,1
Outros tributos a pagar	60,4	53,0
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	46,0	1,2
Provisões para processos judiciais e outros	9,3	9,7
Instrumentos financeiros derivativos	143,8	1.075,9
Encargos setoriais	21,7	17,7
Obrigações de aquisições	132,0	0,0
Conta de ressarcimento	137,6	6,0
Outras obrigações	71,6	68,8
Passivo Não Circulante	10.568,1	10.930,1
Empréstimos e financiamentos e debêntures	9.149,4	9.261,0
Passivo de arrendamento	212,2	223,9
Tributos diferidos	8,5	10,1
Obrigações com benefícios pós-emprego	104,0	105,1
Provisões para processos judiciais e outros	65,0	76,0
Instrumentos financeiros derivativos	257,4	220,3
Obrigações de aquisições	0,0	0,0
Conta de ressarcimento	638,9	863,1
Outras obrigações	132,8	170,8
Patrimônio Líquido	5.579,4	5.265,1
Capital social subscrito e Integralizado	2.197,0	2.221,5
Ações em tesouraria	0,0	0,0
Reserva de capital	1.258,9	1.234,8
Reserva de lucros	1.231,1	1.231,1
Outros resultados abrangentes	-168,0	-188,4
Lucros acumulados	0,0	-314,5
Subtotal	4.519,0	4.184,4
Participação de acionista não controlador	1.060,5	1.080,7

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Receita Operacional Líquida	908,6	1.102,4	21,3%	2.457,9	2.802,9	14,0%
Custo com Energia	(321,0)	(537,0)	67,3%	(795,0)	(1.146,2)	44,2%
Margem Líquida¹	587,7	565,5	-3,8%	1.662,9	1.656,7	-0,4%
Custos e Despesas Operacionais	(160,3)	(185,5)	15,7%	(477,8)	(551,1)	15,3%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	2,3	(4,4)	-289,4%	(9,6)	(23,7)	146,7%
EBITDA	429,7	375,5	-12,6%	1.175,5	1.081,9	-8,0%
EBITDA Ajustado²	422,0	377,8	-10,5%	1.178,8	1.119,2	-5,1%
Depreciação & Amortização	(167,6)	(203,1)	21,2%	(476,9)	(590,5)	23,8%
EBIT	262,1	172,4	-34,2%	698,5	491,4	-29,7%
Resultado Financeiro	(150,7)	(241,5)	60,2%	(439,4)	(743,5)	69,2%
Receitas Financeiras	120,0	75,2	-37,4%	402,0	230,0	-42,8%
Despesas Financeiras	(270,0)	(316,9)	17,4%	(838,6)	(973,1)	16,0%
Variações Cambiais (Líquidas)	(0,8)	0,2	-126,1%	(2,8)	(0,4)	-85,0%
Resultado de Equivalência Patrimonial	1,0	(0,9)	-188,0%	6,5	(9,8)	-250,7%
Resultado Antes dos Tributos	112,4	(70,0)	-162,3%	265,7	(261,9)	-198,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12,6)	(18,0)	42,5%	(67,7)	(75,2)	11,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	24,6	14,4	-41,5%	22,7	52,5	131,3%
Lucro Líquido	124,4	(73,6)	-159,2%	220,7	(284,6)	-229,0%
Lucro Líquido Ajustado³	119,3	(72,1)	-160,4%	222,9	(260,1)	-216,7%

1 – Margem líquida é resultado da receita líquida menos o custo com energia; 2 – EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes abordados no capítulo de Custos Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas; 3 – Considera os ajustes efetuados no EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

RESULTADOS POR FONTE

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	908,6	565,8	321,2	43,1	114,8	20,4	(156,6)
Custo com energia	(321,0)	(304,9)	(37,2)	(3,2)	(115,5)	(19,5)	159,3
Margem Líquida	587,7	260,8	284,0	40,0	(0,7)	0,8	2,7
Custos e Despesas Operacionais	(160,3)	(111,1)	(42,6)	(3,5)	(0,1)	(3,3)	0,3
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	2,3	4,8	0,8	0,4	(0,0)	(0,8)	(2,8)
EBITDA	429,7	154,5	242,2	36,9	(0,8)	(3,2)	0,2
EBITDA Ajustado²	422,0	146,8	242,2	36,9	(0,8)	(3,2)	0,2

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T24						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	1.102,4	720,8	419,0	43,5	328,8	23,7	(433,5)
Custo com energia	(537,0)	(488,4)	(119,9)	(3,8)	(335,3)	(22,9)	433,5
Margem Líquida	565,5	232,4	299,0	39,7	(6,5)	0,8	0,0
Custos e Despesas Operacionais	(185,5)	(111,3)	(59,3)	(6,1)	(0,1)	(8,7)	0,0
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(4,4)	(0,1)	(3,0)	(1,2)	(0,0)	(0,1)	0,0
EBITDA	375,5	120,9	236,6	32,5	(6,6)	(8,0)	0,0
EBITDA Ajustado³	377,8	123,3	236,6	32,5	(6,6)	(8,0)	0,0

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (comercializadora varejista); 2 – EBITDA 3T23 ajustado por reversão de provisões da folha de pagamentos e recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões); 3 – EBITDA 3T24 ajustado por reembolso de despesas referentes à combinação de negócios com a Auren.

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	9M23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	2.457,9	1.603,8	760,8	130,7	234,7	59,1	(331,3)
Custo com energia	(795,0)	(712,5)	(125,0)	(8,3)	(223,1)	(57,3)	331,2
Margem Líquida	1.662,9	891,4	635,8	122,4	11,6	1,7	(0,0)
Custos e Despesas Operacionais	(477,8)	(314,1)	(134,5)	(10,2)	(0,3)	(18,6)	(0,2)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(9,6)	(5,1)	(3,6)	(0,1)	(0,0)	(0,8)	0,0
EBITDA	1.175,5	572,2	497,7	112,1	11,3	(17,7)	(0,2)
EBITDA Ajustado²	1.178,8	572,6	500,7	112,1	11,3	(17,7)	(0,2)

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	9M24						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	2.802,9	1.920,3	892,6	133,6	516,3	68,6	(728,4)
Custo com energia	(1.146,2)	(1.062,2)	(220,1)	(8,8)	(516,4)	(67,1)	728,4
Margem Líquida	1.656,7	858,0	672,4	124,8	(0,1)	1,5	0,0
Custos e Despesas Operacionais	(551,1)	(342,1)	(170,1)	(13,1)	(0,1)	(26,2)	0,5
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(23,7)	(27,6)	6,1	(1,3)	(0,0)	(0,5)	(0,4)
EBITDA	1.081,9	488,4	508,5	110,3	(0,2)	(25,2)	0,1
EBITDA Ajustado³	1.119,2	533,2	498,6	110,3	(0,2)	(25,2)	2,4

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (comercializadora varejista); 2 – EBITDA 9M23 ajustado pelos efeitos não recorrentes mencionados no trimestre, além de reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; 3 – EBITDA 9M24 ajustado por: (i) reversão do preço de compra de Alto Sertão II; (ii) manutenção bianual das eclusas; (iii) indenização por danos materiais em Ventos do Araripe; (iv) reembolso de despesas referentes à combinação de negócios com a Auren; (v) provisão cível e recebimento de massa falida do Banco Santos.

Para retornar ao Sumário do documento, clique [aqui](#).

ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante ¹	Vencimento	Custo Nominal
AES Brasil Energia - Consolidado	12.359,9		
AES Brasil Energia	1.118,9		
1ª Emissão de Debêntures	337,5	mar/25	CDI + 2,30% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2022) ²	203,8	nov/24	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ²	387,8	jan/25	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ²	189,8	jan/25	CDI + 1,65% a.a.
Complexo Tucano (Debênture)	370,8		
1ª emissão de Debêntures – Tucano Holding II	370,8	set/41	IPCA + 6,06% a.a.
Complexo Tucano (BNB)	374,6		
Tucano F1	96,9	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F2	84,0	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F3	97,0	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F4	96,6	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Complexo Cajuína	3.498,1		
Cajuína AB1 - 1ª Emissão de Debêntures	1.059,4	jun/44	IPCA + 7,07% a.a.
Potengi - 1ª Nota Comercial	245,4	dez/24	CDI + 1,60% a.a.
Potengi - 1ª Emissão de Debêntures	305,5	dez/41	IPCA + 7,37% a.a.
Potengi - 2ª Emissão de Debêntures	208,0	dez/42	IPCA + 7,04% a.a.
Veleiros - 1ª Emissão de Debêntures	304,0	dez/24	CDI + 1,65% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	85,1	nov/47	IPCA + 7,33% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	84,9	nov/41	IPCA + 6,93% a.a.
Santa Tereza 07 - 1ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	614,1	mar/39	IPCA + 6,93% a.a.
Santa Tereza 07 - 1ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	307,2	mar/44	IPCA + 7,08% a.a.
Santa Tereza 01 (FDNE)	66,5	dez/43	IPCA + 2,93% a.a.
São Ricardo 03 (BNB)	122,8	dez/47	IPCA + 4,53 a.a.
São Ricardo 04 (BNB)	95,3	dez/47	IPCA + 4,53 a.a.
Complexo Araripe	503,5		
Ventos de São Tito - 1ª emissão de Debêntures	91,1	jun/28	IPCA + 8,86% a.a.
Ventos de São Tito (BNDES)	412,4	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
Complexo Caetés	492,0		
Ventos de São Tomé - 1ª emissão de Debêntures	92,8	jun/27	IPCA + 9,24% a.a.
Ventos de São Tomé (BNDES)	399,2	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
AES Brasil Operações - Consolidado	6.001,9		
AES Brasil Operações³	5.591,9		
8ª Emissão de Debêntures	192,9	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.385,0	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	850,2	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	243,0	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
10ª Emissão de Debêntures	774,4	dez/27	CDI + 1,50% a.a.
11ª Emissão de Debêntures	608,6	mar/38	IPCA + 6,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2020) ³	600,0	dez/25	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2021) ³	800,0	mar/26	CDI + 1,48% a.a.
Brasventos Eolo (BNDES)	45,0	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
Brasventos Miassaba (BNDES)	45,5	out/29	TJLP + 2,71% a.a.
Rei dos Ventos 3 (BNDES)	47,4	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
AES Tietê Eólica	36,0		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	13,2	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	22,8	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.
Complexo MS (BNDES)	33,1		
Mar e Terra	7,5	nov/29	TJLP + 1,88% a.a.
Embuaca	8,4	mai/30	TJLP + 1,76% a.a.
Icaraí	8,1	out/29	TJLP + 1,66% a.a.
Bela Vista	9,1	nov/29	TJLP + 1,66% a.a.
Complexo MS (BNB)⁴	115,4		
Mar e Terra	35,0	mai/33	2,5% a.a.
Embuaca	29,0	mai/30	2,5% a.a.
Icaraí	21,7	mai/31	2,5% a.a.
Bela Vista	29,8	mai/30	2,5% a.a.
Complexo Santos (BNDES)	86,0		
São Jorge	32,0	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
São Cristóvão	35,6	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Santo Antonio de Pádua	18,4	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Complexo Cassino (BNDES)	107,0		
Brisa	37,9	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Vento	36,2	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Wind	32,9	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Outros	32,5		

1 – Saldo contábil atualizado, considerando principal, juros e custos da transação; 2 – Não considera arrendamento financeiro; 3 – Custos das operações offshore estão representadas após operações de derivativos, que protege 100% do fluxo de caixa; 4 – Taxa pré.

INDICADORES ESG

Pilar	Indicadores	3T23	3T24	Var	9M23	9M24	Var
Ambiental	Captação de água (m ³) ¹	15.793,3	16.058,3	1,7%	43.576,2	47.863,6	9,8%
	Consumo total de água (m ³) ¹	3.158,7	3.211,7	1,7%	8.715,2	9.572,7	9,8%
	Intensidade hídrica (m ³ /GWh)	3,67	4,26	16,0%	3,41	4,44	30,2%
	Resíduos destinados (toneladas) ²	74,1	63,3	-14,5%	103,7	202,9	95,7%
	Emissões GEE geradas (tCO ₂ e) ³	196,4	417,5	112,6%	817,9	1.525,9	86,6%
	Intensidade de emissões (tCO ₂ e/GWh) ³	0,05	0,08	83,0%	0,06	0,10	71,1%
	Emissões GEE evitadas (tCO ₂) ⁴	166.210,7	131.354,3	-21,0%	492.218,1	400.969,7	-18,5%
	Consumo total de energia elétrica (MWh) ⁵	1.779,8	2.773,2	55,8%	4.994,7	9.388,7	88,0%
	Sites certificados pelo Sistema Gestão Ambiental ISO 14001 (%) ⁶	74%	72%	-2,7%	74%	72%	-2,7%
	Total de hectares de Mata Atlântica e Cerrado restaurados (ha) ⁷	2,1	57,3	2.666,2%	58,4	112,0	91,9%
	Total de mudas de árvores produzidas ⁷	157.585	226.640	43,8%	435.150	627.428	44,2%
	Total de espécies ameaçadas de extinção conservadas	3	2	-33,3%	3	2	-33,3%
	Investimento em programas ambientais (R\$)	4.749.640,0	6.551.773,0	37,9%	14.280.395,0	16.917.105,9	18,5%
Social	Número total de empregados	659	658	-0,2%	659	658	-0,2%
	Mulheres	200	198	-1,0%	200	198	-1,0%
	Homens	459	460	0,2%	459	460	0,2%
	Alta liderança (gerências e acima) ⁸	56	43	-23,2%	56	43	-23,2%
	Mulheres	15	11	-26,7%	15	11	-26,7%
	Homens	41	32	-22,0%	41	32	-22,0%
	Taxa de rotatividade total (%)	3,96	3,58	-9,6%	13,40	12,92	-3,6%
	Taxa de rotatividade voluntária (%)	3,35	3,21	-4,2%	11,70	11,40	-2,6%
	Nº acidentes fatais - colaboradores próprios	0	0	-	0	0	-
	Nº acidentes fatais - terceiros	0	0	-	0	0	-
	LTI Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-	0,19	0,00	-100,0%
	LTI Rate - terceiros	0,10	0,00	-100,0%	0,19	0,00	-100,0%
	Recordable Rate - colaboradores próprios	0,55	0,54	-1,8%	0,19	0,17	-10,5%
	Recordable Rate - terceiros	1,05	0,38	-63,8%	1,31	1,04	-20,6%
	Acidentes em comunidades	0	0	-	0	0	-
	Sites certificados ISO 45001 (%) ⁶	74%	72%	-2,7%	74%	72%	-2,7%
Colaboradores próprios treinados em saúde e segurança (%) ⁹	97%	97%	0,1%	98%	97%	-1,3%	
Colaboradores terceiros treinados em saúde e segurança (%) ⁹	98%	100%	2,6%	99%	99%	0,6%	
Governança	Membros no Conselho de Administração	11	11	-	11	11	-
	Mulheres	3	3	-	3	3	-
	Homens	8	8	-	8	8	-
	Independentes	5	5	-	5	5	-
	Conselheiros Internos	6	6	-	6	6	-
	Total de parceiros avaliados em critérios de ética e compliance	36	25	-30,6%	122	116	-4,9%
	Manifestações recebidas no AES Helpline ¹⁰	18	27	50,0%	36	85	136,1%

1 – Considera todas as unidades de negócio em operação. A partir de 2023 é contabilizado o consumo via caminhão pipa nos ativos edícios, além da aquisição dos ativos edícios Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE) e Cassino (RS) em dezembro/2022; A intensidade hídrica no 3T24 aumentou em relação ao 3T23 devido a queda na geração de energia elétrica em 2024.

2 – Somatória de resíduos perigosos e não perigosos. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades de manutenção nas usinas. O aumento de destinação de resíduos em 2024 é decorrente de atividades de 5S para destinação de resíduos acumulados nos parques devido às manutenções.

3 – As emissões de GEE geradas consideram a somatória dos escopos 1, 2 e 3. As emissões totais de GEE em 2024 aumentaram em relação a 2023 principalmente devido ao maior consumo de energia elétrica do SIN, para manter o funcionamento das usinas geradoras e serviços auxiliares, e emissões móveis da frota de veículos. A intensidade de emissões considera escopos 1 e 2. A intensidade de emissões aumentou em 2024 devido à queda na geração de energia elétrica no período.

4 – Os dados de 2023 e 2024 consideram o fator do grid nacional de 0,0385 (tCO₂/MWh). A queda na geração bruta hídrica e solar no 3T24 e ao longo de 2024 afetou diretamente as emissões evitadas.

5 – Consumo total de energia elétrica proveniente do SIN – Sistema Interligado Nacional. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades nas usinas; para o funcionamento das usinas geradoras e serviços auxiliares é utilizada a energia gerada pela própria operação, entretanto, a queda na geração no 3T24 e ao longo de 2024 levou à necessidade de consumo de energia do SIN.

6 – A partir de 2022, a companhia definiu que os ativos em operação, incorporados em sua base por meio de M&A, passarão pelo processo de implementação do sistema de gestão no primeiro ano da aquisição, no segundo ano pela maturidade e consolidação e no terceiro ano pelo processo de certificação externa devido a necessidade de diagnósticos de adequação e melhoria dos processos, alinhados ao padrão adotado pela empresa para todos os negócios. A queda entre os períodos apresentados se deu pela aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE), e Cassino (RS) em dezembro/2022. As plantas que ainda não estão certificadas estão em processo de implantação dos Sistemas de Gestão, por terem sido adquiridas recentemente.

7 – Podem ocorrer alterações significativas de produtividade devido a eventos climáticos que impactam no período de plantio e causam variações entre os períodos, ou seja, há períodos em que o clima é mais ou menos favorável ao plantio e produção de mudas.

8 – Alta liderança considera os cargos de gerência, diretoria, vice-presidência e presidência. A queda observada em 2024 é resultado de movimentações após o anúncio da venda da AES Brasil.

9 – Observa-se um aumento no turnover voluntário, que impactou diretamente o turnover geral, no 2T24 em virtude do contexto organizacional da Companhia, após o anúncio da venda da operação no Brasil.

10 – O aumento observado em 2024 deve-se à maior comunicação sobre o canal de denúncias, o AES Helpline, e à realização de treinamentos sobre assédio no ambiente de trabalho e compliance antidiscriminatório.