


Release de Resultados 3T24



Indicadores 3T24

Produção de Energia¹

3.037,6 GWh

19% ↑ YoY

(3T24 X 3T23)

Lucro Bruto de Energia²

R\$ 676,3 milhões

6% ↑ YoY

(3T24 X 3T23)

Lucro Bruto Unitário³

R\$ 223,6/ MWh

11% ↓ YoY

(3T24 X 3T23)

EBITDA²

R\$ 491,0 milhões

0% ↓ YoY

(3T24 X 3T23)

Caixa Total²

R\$ 1,82 bilhão

7% ↑ QoQ

(3T24 x 2T24)

Lucro Bruto

Plataforma de Energia⁴

R\$ 24,9 milhões

R\$ 18,0 milhões ↓ YoY

(3T24 x 3T23)

Dívida Líquida²

R\$ 8,61 bilhões

1% ↓ QoQ

(3T24 x 2T24)

Lucro Líquido²

+R\$ 46,6 milhões

R\$ 56,0 milhões ↓ YoY

(3T24 x 3T23)

<u>Sumário</u>	<u>4</u>
<u>A. Unidades de Negócios</u>	<u>5</u>
<u>1. Balanço Energético & Plataforma</u>	<u>7</u>
<u>2. Gestão de Ativos</u>	<u>10</u>
<u>3. Desenvolvimento</u>	<u>16</u>
<u>B. Performance Financeira</u>	<u>19</u>
<u>C. Guidance 2024</u>	<u>31</u>
<u>D. Métricas de Sustentabilidade</u>	<u>32</u>
<u>E. Demonstrativos Financeiros & Dados Operacionais</u>	<u>35</u>



Nos primeiros 9 meses de 2024 (9M24), atingimos um EBITDA¹ de R\$ 1,19 bilhão, 12% acima do mesmo período de 2023. No 3T24, produzimos 3.037,6GWh (vs. 2.547,0 GWh no 3T23), com um lucro bruto de energia de R\$ 676,3 milhões (vs. R\$ 547,2 milhões para o 3T23) e EBITDA¹ de R\$ 491,0 milhões (vs. R\$ 493,1 milhões no 3T23). Nosso lucro caixa para os 9M24 atingiu R\$ 317,0 milhões (lucro caixa ex-*capex* de expansão é uma métrica de rentabilidade mais aderente para avaliar o nosso negócio haja visto que o *capex* recorrente é substancialmente mais baixo do que a depreciação contábil), que se traduz em um *yield* anualizado do lucro caixa de 8%.

Nosso EBITDA¹ acumulado 9M24 ficou abaixo das nossas expectativas principalmente devido a (i) recursos mais fracos (8,5% abaixo no acumulado do ano), (ii) atrasos de conexão por parte das distribuidoras dos nossos novos projetos de geração distribuída (0,8% da nossa produção consolidada), (iii) preços *spot* mais baixos do que o esperado no Texas devido a temperaturas mais amenas na região, e (iv) incidência anômala de *curtailment* (2,6% no portfólio total). Apesar dessa combinação rara de desafios concentrados em um mesmo ano, acreditamos que o 4T24 possa apresentar desempenho melhor do que o do 3T24 em decorrência de: (a) melhor resultado da Plataforma de Energia, (b) margens mais elevadas dos ativos, (c) menor incidência de *curtailment* e (d) maior capacidade de GD conectada às distribuidoras. Com isso, mantemos nosso *guidance* anual de EBITDA e estimamos que o EBITDA combinado de 2023-24 poderá ficar muito próximo do EBITDA estimado no nosso plano de negócios original de R\$ 3,5 bilhões para o biênio, confirmando o sólido histórico de entrega de resultados da Serena desde o seu IPO. O desvio acumulado de 2023+24 vs. o plano de negócios original será de 1% no centro do *guidance* (R\$ 1,82 bilhão) de 2024 e de 4% na parte inferior (R\$ 1,72 bilhão).

Olhando adiante, seguimos confiantes quanto aos fundamentos do segmento de renováveis e nosso posicionamento tanto nos EUA quanto no Brasil. Nossa diversificação para os EUA nos trouxe um *track-record* valioso (*Goodnight 1*), além de uma ampla rede de relacionamentos que nos preparam para seguirmos nossa jornada em um mercado vibrante com forte demanda e saudáveis níveis de preço das renováveis sustentados por novas cargas relacionadas a dados, crescente eletrificação da mobilidade, metas de *net zero* de empresas em diversos segmentos, além de boas políticas públicas de fomento ao setor. Esse arranjo pode nos proporcionar interessantes oportunidades de alocação de capital e de liquidez, impulsionando nossa diversificação de portfólio e estrutura de capital. Seguimos trabalhando com diversos clientes nos EUA para desenvolver modelos de fornecimento de energia renovável competitivos, para atender essas novas cargas – por exemplo, empresas de tecnologia estão enfrentando uma demanda crescente por data centers que operam continuamente, muitas vezes com altos níveis de consumo de energia, o que torna mais complexo equilibrar metas de neutralidade de carbono.

Nosso portfólio operacional no Brasil combina sólida proteção contra inflação (todos os contratos de *off-take* são indexados à inflação), fluxos de caixa contratados e previsíveis de longo prazo (~97% de nossa produção para 2025-33 já está vendida) e um baixo custo de dívida (Kd nominal de 8,75%) respaldado por estruturas de financiamento de longo prazo. Esses elementos estruturais resultam em um conjunto de fluxos de caixa duradouro de alto valor, com margens de geração de caixa crescentes em termos reais. Além disso, (i) esperamos um aumento do nosso EBITDA de até 4,5% em média nos próximos 10 anos, resultante dos novos contratos de *off-take* fechados desde o início de nossas iniciativas de otimização em 2023, (ii) nossa plataforma de energia apresenta sinais positivos sobre sua capacidade de manter um ritmo sólido de crescimento nos próximos anos após um recorde de Lucro Bruto em 2024, decorrente de um número crescente de clientes e produtos (GD, Mercado Livre, etc.) e (iii) novas oportunidades de investimento eventualmente surgirão, dados os diferenciados recursos naturais do Brasil – acreditamos que o país tem forte vocação para ser um grande provedor de energia renovável para produtos verdes (hidrogênio verde, aço verde, fertilizantes verdes, etc.) e que isso não é uma questão de “se”, mas uma questão de “quando”. Aqui na Serena temos trabalhado diligentemente para tornar o Brasil um destino atraente para grandes cargas energéticas globais. Como exemplo, apoiamos ativamente a criação do marco regulatório do hidrogênio verde no Brasil, recentemente aprovado no Senado.

Nossa alavancagem atingiu 4,86x ao final do trimestre, uma redução de 1,3x em relação ao ano anterior (e praticamente estável em relação ao trimestre anterior), e nossos índices de cobertura de caixa estão sendo gerenciados de forma confortável após a captação de linhas de longo prazo para o *Goodnight 1* e Assuruá 4 & 5. Com Assuruá 5 e *Goodnight 1* completando um ano desde seus respectivos CODs nos próximos meses, além do nosso elevado índice de conversão de EBITDA em caixa (>80%), esperamos que os índices de endividamento continuem a cair nos próximos trimestres.

Como investidores, enxergamos um conjunto de oportunidades de longo prazo que pode ser perseguido de forma única por uma empresa com nosso conjunto de habilidades e *track-record* somado a uma forte combinação de ativos robustos e fluxos de caixa longos, que constroem um porto seguro para proteger o valor real em um ambiente com níveis mais altos de inflação e taxas de juros. Como gestores de ativos, valorizamos a resiliência dos nossos resultados durante 2023 e 2024, e estamos confiantes de que a rara combinação de adversidades vistas em 2024 se dissipará ao longo de 2025: i) os impactos de *curtailment* devem ser menores, dado o aumento da capacidade da rede e o perfil de geração horária positivo do nosso portfólio; ii) os preços de energia renovável nos EUA devem permanecer saudáveis, com possíveis desdobramentos positivos de nossas iniciativas comerciais de longo prazo, reduzindo nossa exposição a oscilações de preços de curto prazo; iii) nossos ativos de GD devem ter suas conexões atrasadas pelas concessionárias totalmente resolvidas; e iv) os recursos naturais poderão estar próximos à média em Assuruá e Delta.

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados (51% em Pipoca e 70% no portfólio de Geração Distribuída). Líquido dos efeitos IFRS do *Tax Equity* e itens não-recorrentes. A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. (a) a partir do 1T24 para dados de Balanço Patrimonial e (b) a partir do 2T24 para os resultados. Considera 100% em Pipoca. (2) Considera 100% em Pipoca e projetos GD. (3) Lucro Bruto de Energia Ajustado / Produção de Energia Ajustado. (4) Não considera a receita de Atributos Ambientais.

DESTAQUES 3T24

Produção de Energia²

- 3.037,6 GWh: +19% YoY

Rentabilidade

- R\$ 223,6/MWh Lucro Bruto Unitário⁴: -11% YoY
- R\$ 676,3 mm Lucro Bruto de Energia¹: +6% YoY
- R\$ 491,0 mm EBITDA¹: em linha YoY
- R\$ 46,6 mm Lucro Líquido¹: -55% YoY
- R\$ 210,3 mm em Lucro Caixa: -3% YoY

Caixa e Financiamento

- Fluxo de Caixa Operacional¹ de R\$ 409,0 mm: -1% YoY
- R\$ 1,82 bi Caixa Total Aj.¹: +7% QoQ e +38% YoY
- R\$ 8,61 bi Dívida Líquida Aj.¹: -1% QoQ e -7% YoY
- Dívida Líquida / EBITDA da Serena Geração: 2,8x (vs. *Covenant* de 4,5x)

Desenvolvimento

- Todos os projetos aprovados de Geração Distribuída com montagem e construção civil concluídas (exceto projetos ainda não iniciados)
- 24 usinas de GD já conectadas (64,4 MW) em outubro 2024
- 13 usinas de GD aguardando conexão (32,0 MW) em outubro 2024

Outros

- R\$ 81,5 mm 9M24 Lucro Bruto de Energia da Plataforma⁵: +R\$ 29,0 mm YoY
- PPA de 15 anos com a Scala Data Centers
- Expansão da parceira com a Odata

PRINCIPAIS INDICADORES

Indicadores	Unidade	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Plataforma de Energia									
Vendas de energia	GWh	1.488	1.815	-18%	1.362	9%	3.914	4.735	-17%
Balanco Energético – Portfólio									
Capacidade Instalada Contratada ¹	MW	2.803,7	2.758,4	2%	2.803,7	0%	2.803,7	2.758,4	2%
GF vendida através de acordos de fornecimento de energia (2024-33) ^{1,2}	%	94%	90%	4 p.p.	92%	2 p.p.	94%	90%	4 p.p.
P50 vendido através de acordos de fornecimento de energia (2024-33) ^{1,3}	%	90%	88%	3 p.p.	88%	2 p.p.	90%	88%	2 p.p.
Preço Médio de Vendas (2024-33) ^{1,4}	R\$/MWh	223,2	218,0	2%	218,2	2%	223,2	218,0	2%
Capacidade Instalada Operacional	MW	2.769,2	2.174,2	27%	2.704,8	2%	2.769,2	2.174,2	27%
Produção de Energia ¹	GWh	3.037,6	2.547,0	19%	2.315,0	31%	7.303,5	6.010,0	22%
Recurso Bruto	GWh	3.456,2	2.708,4	28%	2.701,5	28%	8.322,2	6.601,6	26%
Disponibilidade (GWh)	GWh	5.714,7	4.911,1	16%	5.579,8	2%	16.853,7	13.902,6	21%
Disponibilidade (%)	%	94,7%	94,1%	0,7 p.p.	94,3%	0,4 p.p.	95,1%	94,6%	0,5 p.p.
Disponibilidade Ajustada ⁵	%	97,0%	97,2%	-0,1 p.p.	96,4%	0,6 p.p.	96,7%	97,6%	-0,9 p.p.
Assuruá 5: Execução (243,6 MW)	%	100%	94%	6 p.p.	100%	0 p.p.	100%	94%	6 p.p.
Goodnight I: Execução (265,5 MW)	%	100%	91%	9 p.p.	100%	0 p.p.	100%	91%	9 p.p.
GD: Execução (98,9 MW)	%	65%	3%	63 p.p.	35%	30 p.p.	65%	3%	63 p.p.
GD: Lançado (108,5 MW)	%	91%	69%	22 p.p.	91%	0 p.p.	91%	69%	22 p.p.
Pipeline	MW	6.540,8	6.418,6	2%	6.540,8	0%	6.540,8	6.418,6	2%

1

Plataforma & Balanço de Energia

2

Gestão de Ativos


3

Desenvolvimento⁶

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. Considera 100% em Pipoca. (2) Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (3) P50 líquido do impacto de efeito esteira decorrente das expansões e ponderado por dados operacionais. O portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (4) Preços médios na data-base 01/01/2024 para o 3T24 e data-base 01/01/2023 para o 3T23. Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados no 3T23. Considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 a partir do 2T24. (5) Disponibilidade Ajustada é a disponibilidade do portfólio no período ajustada pelos reembolsos contratuais dos fornecedores de O&M (ou seja, um equivalente à disponibilidade financeira). (6) Considera o status do projeto ao final do trimestre.



Xique-Xique, BA

 serena

Complexo Assuruá – 808,1 MW

ABERTURA DO BALANÇO ENERGÉTICO

Recursos & Vendas de Energia

Produção Futura Vendida

Preço Médio⁹

Distribuição do Portfólio de Energia ¹ [MWm]	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033 ⁹
Total Recursos Sob Gestão (A)	1.300,1	1.526,5	1.427,9	1.422,9	1.438,9	1.309,9
Garantia Física – Eólico (BR) ²	1.061,0	1.082,1	1.082,1	1.082,1	1.082,1	1.082,1
Garantia Física – Hídrico (BR)	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7
Garantia Física – Solar (BR)	10,6	-	-	-	-	-
Geração Distribuída – P50 – Solar (BR)	26,5	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
P50 Certificação – Eólico (US)	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
Compra para revenda (BR)	61,0	272,7	174,0	169,0	185,0	56,0
Vendas de Energia (B)	1.183,5	1.492,3	1.364,2	1.366,0	1.389,2	1.207,2
Mercado Regulado (BR)	509,1	514,7	514,7	514,7	514,1	509,8
Mercado Livre (BR) ³	597,7	896,7	768,6	770,4	794,2	616,5
Opção de Venda (US)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
Geração Distribuída – Solar (BR)	26,5	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Energia Descontratada (C = A-B)	116,6	34,3	63,7	56,9	49,7	102,7
Produção Futura Vendida [%] (D = B/A)	91%	98%	96%	96%	97%	92%
Energia Vendida (@Garantia Física) ⁴	91%	98%	96%	96%	97%	92%
Energia Não Vendida (@Garantia Física)	9%	2%	4%	4%	3%	8%
Energia Não Vendida (@P50) ⁵	13%	6%	8%	8%	7%	12%
Preço Médio de Venda⁹ [R\$/MWh]	227,4	220,4	225,3	224,6	219,0	222,7
Mercado Regulado ¹⁶ (R\$/MWh)	245,4	240,8	240,8	240,8	240,7	2358
Mercado Livre ¹⁶ (R\$/MWh)	212,0	201,3	205,3	202,6	194,1	199,8
Preço Merchant– Goodnight (US\$/MWh) ⁷	15,5 (R\$ 84,7)	33,7 (R\$ 183,5)	37,6 (R\$ 204,7)	41,9 (R\$ 228,3)	39,8 (R\$ 217,2)	37,0 (R\$ 201,8)
Geração Distribuída (R\$/MWh) ⁸	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados (50% em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 51% em Pipoca) para o IT24. A partir do 2T24, após a conclusão da operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)), considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3. (2) Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. Para Assuruá 4 e 5, considera o P90 da Certificadora como Garantia Física. (3) Contratos do Mercado Livre inclui PPAs tradicionais e arranjos já assinados de autoprodução (Delta 7 e 8, Chui, Assuruá 4 e Assuruá 5). (4) Para o portfólio BR, assume a garantia física. (5) Para o portfólio BR, assume P50 (líquido de perdas internas e da rede básica). (6) Preços médios na data-base 01/01/2024. (7) Taxa de câmbio de R\$/US\$ 5,45. Considera o índice capturado calculado da ICE para preços futuros. (8) Não considera a variação anual de tarifas. (9) Média ponderada.

DESTAQUES DO PORTFÓLIO

Balanço Energético

Atualmente, ~94% de nossa Garantia Física de 10 anos está contratada. Novas transações de fornecimento de energia (concluídas e em andamento) para nosso portfólio existente têm o potencial de impactar nosso EBITDA em ~4,5% nos próximos 10 anos.

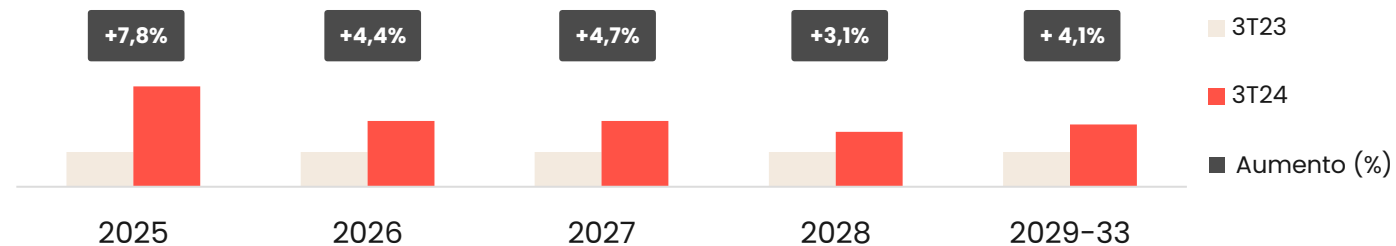
- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, ~97% está contratado entre 2024 e 2033 (equivalente a ~93% do P50).
- No 3T, assinamos dois acordos com as duas das maiores empresas de Data Center no Brasil (Scala Data Centers e Odata). Juntamente com as transações anunciadas anteriormente, temos ~100 MWm em acordos de fornecimento de energia com empresas de tecnologia em nosso portfólio Brasil.
- Por hora mantemos nossa estratégia *merchant* nos EUA, enquanto avançamos em conversas com potenciais clientes para contratos de longo prazo no GN 1 e GN 2, aproveitando o aumento dos preços de longo prazo da energia renovável.
- Nossos esforços de vendas em GD no Brasil estão em andamento, em conjunto com a construção de ativos, e nossa meta é ter a totalidade da produção de nossas novas usinas contratada em 2025.

Preço Médio

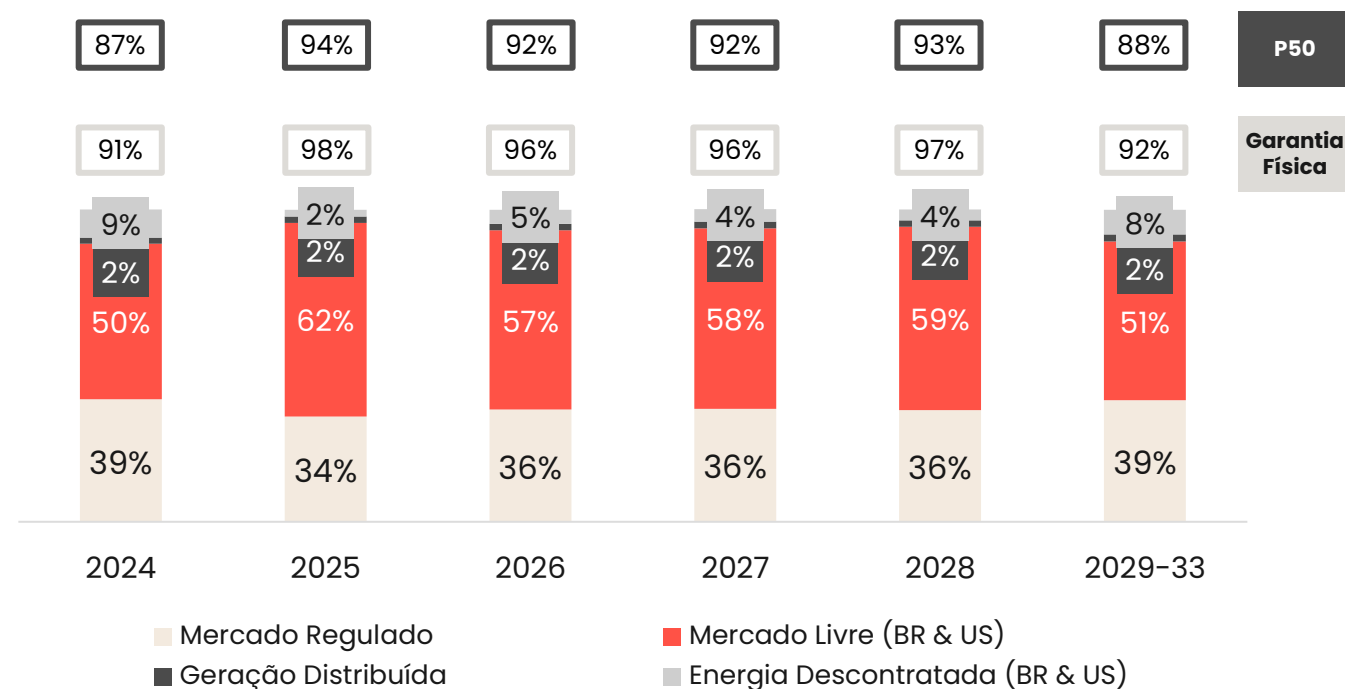
A partir de 2024, nosso preço médio de venda de 10 anos¹ é de **R\$ 223,2 /MWh** (2024-33):

- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, preço de venda médio¹ de **R\$ 217,4/MWh** até 2033 (mercados livre e regulado).
- US\$ 35,4/MWh**, esperados, para Goodnight 1 (energia + RECs) até 2033¹; Saiba mais sobre a sazonalidade dos trimestres realizados de 2023 e do acumulado do ano de 2024 na [página 21](#).
- R\$ 500/MWh** preço médio para geração distribuída.

Aumento em EBITDA (Resultando de operações recentes²)



Balanço Energético (% nível de contratação @GF³ e @P50⁴)



Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Média ponderada. (2) Efeito de aumento de EBITDA com as transações recentes. Líquido de efeitos de curva de preços futura e inflação. (3) Para o Portfólio BR considera perdas da rede básica e perdas internas. Considera o P90 da certificadora como Garantia Física para Assurua 4 e 5. (4) Líquido de efeito esteira decorrente das expansões e ponderado por dados operacionais.

DESTAQUES PLATAFORMA DE ENERGIA

Volumes de Energia no Mercado Livre e Resultados Financeiros

- **R\$ 24,9 mm** de LBE da Plataforma de Energia no 3T24.
- **1.539,9 GWh** em energia vendida no 3T24.

Lucro Bruto de Energia realizado – Mercado Livre

Atualmente, temos R\$ 259,3 mm em Lucro Bruto de Energia Realizado na Plataforma de Energia que serão convertidos em caixa nos próximos 10 anos. R\$ 187 mm nos próximos 3 anos.

- Posições de compra e venda travadas, garantindo o fluxo de caixa, com uma exposição negligenciável à variação de preços futuros.

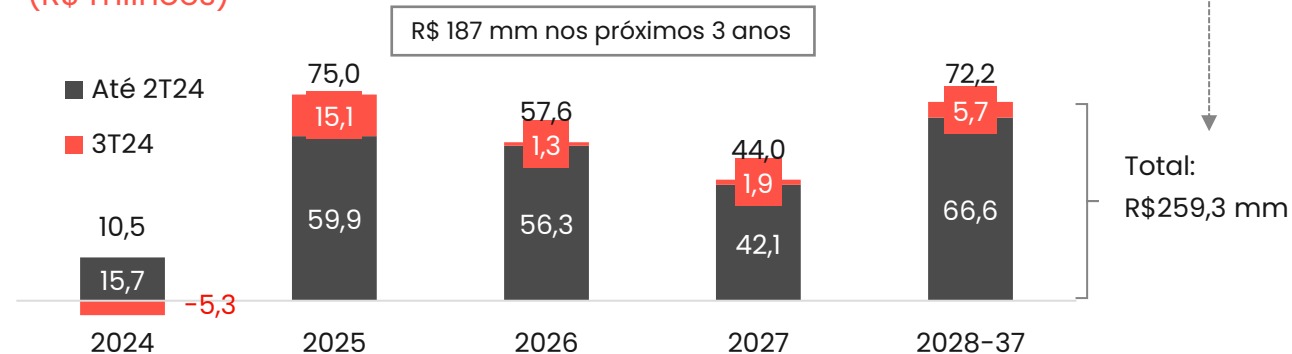
Geração Distribuída

- 144,5 MW de projetos contratados (incluindo investimentos próprios da Serena e acordos com outros fornecedores), resultando em uma margem comercial estimada de R\$ 20-25 milhões por ano quando todos os projetos estiverem operando.
- Expectativa de R\$ 200-250 mm adicionais até 2033 em Lucro Bruto de Geração Distribuída de ativos em construção e se preparando para iniciar o fornecimento.

Lucro Bruto de Energia realizado (Posições Futuras travadas) (R\$ milhões)



Curva de Caixa do Lucro Bruto de Energia Realizado por ano (R\$ milhões)



	2024	2025	2026	2027	2028 a 2037
Volume total transacionado (MWm)	630,2	786,1	522,5	366,0	29,7

Sumário Operacional

No 3T24, a produção aumentou 19% considerando os novos ativos. Na mesma base de ativos, a produção caiu 3,6%.

Ativos Operacionais	Capacidade Instalada (MW)	P50 (MWm) ^{3,4}	Garantia Física (MWm) ⁴	Produção de Energia (GWh)					
				3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Portfólio BR – Geração Centralizada	2.439,3	1.226,0	1.153,1	2.848,3	2.547,0	12%	6.673,1	6.010,0	11%
Complexo Delta	573,8	316,6	298,0	770,4	793,9	-3%	1.479,5	1.524,3	-3%
Complexo Bahia	1.172,2	645,0	581,9	1.544,5	1.090,7	42%	3.479,9	2.701,0	29%
Assuruá	808,1	454,2	409,2	1.138,6	872,2	31%	2.590,0	2.117,6	22%
Ventos da Bahia ¹	364,1	190,9	172,7	405,8	218,5	86%	889,9	583,4	53%
Complexo SE/CO	110,6	54,7	54,2	64,1	174,0	-63%	394,9	618,7	-36%
Pipoca ²	20,0	10,3	11,9	8,0	15,1	-47%	60,6	73,9	-18%
Serra das Agulhas	30,0	12,9	12,9	2,2	3,7	-40%	76,3	55,8	37%
Indaiás	32,5	23,7	22,4	35,8	41,0	-13%	129,3	155,5	-17%
Gargaú	28,1	7,9	7,1	18,1	17,7	2%	37,5	43,7	-14%
Pirapora ¹	-	-	-	0,0	96,6	-100%	91,2	289,8	-69%
Complexo Chuí	582,8	209,6	219,0	469,3	488,4	-4%	1.318,9	1.165,9	13%
Portfólio US – Geração Centralizada	265,5	100,4	n.a.	158,5	-	n.a.	599,6	-	n.a.
Complexo Goodnight	265,5	100,4	n.a.	158,5	-	n.a.	599,6	-	n.a.
Total Portfólio – Geração Centralizada	2.704,8	1.326,3	1.153,1	3.006,8	2.547,0	18%	7.272,8	6.010,0	21%
Portfólio GD	64,4	20,0	n.a.	30,8	-	n.a.	30,8	-	n.a.
Total Portfólio Serena	2.769,2	1.346,3	1.153,1	3.037,6	2.547,0	19%	7.303,5	6.010,0	22%
Outros Indicadores Operacionais	-	-	-	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Recurso Bruto (GWh) – Portfólio	-	-	-	3,456.2	2.708,4	28%	8.322,2	6.601,6	26%
Disponibilidade (%) – Portfólio	-	-	-	94,7%	94,1%	0.7 p.p.	95,1%	94,6%	0.5 p.p.
Disponibilidade Aj. (%) ⁵ – Portfólio	-	-	-	97,0%	97,2%	-0.1 p.p.	96,7%	97,6%	-0.9 p.p.

PRODUÇÃO DE ENERGIA (análise YoY)

Durante o 3T24, a produção de energia ficou abaixo do esperado, principalmente impulsionado por recursos mais fracos no Cluster Bahia, e em menor escala, nos Clusters Goodnight e SE/CO. Os Clusters Delta e Chuí tiveram volumes sólidos no 3T (conforme explicado na tabela da página 12).

3T24 vs. 3T23

A produção de energia¹ no 3T24 cresceu 19,3% YoY para 3.037,6 GWh, principalmente devido a:

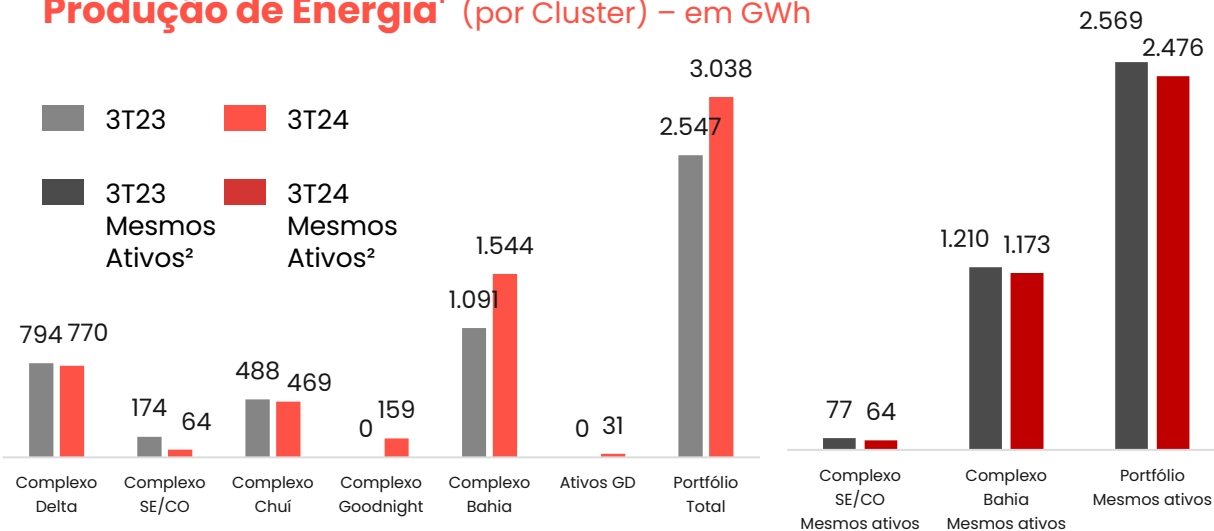
↑ 158,5 GWh de Goodnight 1, que iniciou sua fase de ramp-up em novembro de 2023 e atingiu operação completa no início de janeiro de 2024;

↑ 272,5 GWh de Assuruá 5, que iniciou sua fase de ramp-up em abril de 2023 e atingiu operação completa em outubro de 2023;

↑ 30,8 GWh de produção das nossas usinas GD que estão conectadas à rede;

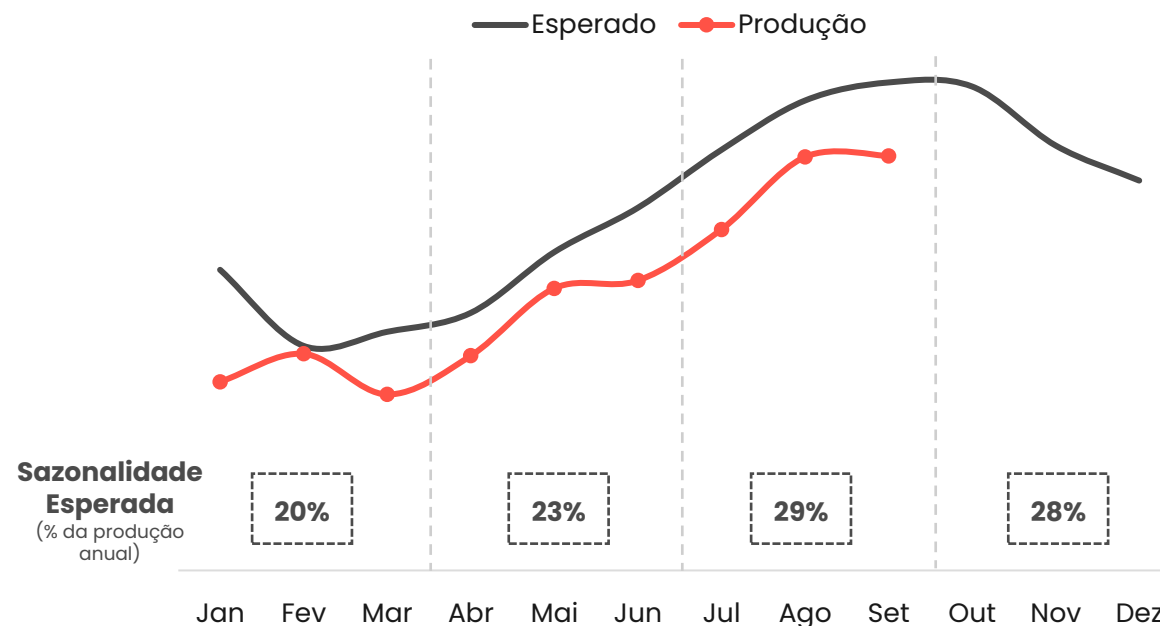
↓ Na mesma base de ativos e excluindo os efeitos da operação de swap, a produção ficou 3,6% abaixo YoY. No ano a ano: Chuí (-3,9%), Bahia (-3,1%) e Delta (-3,0%).

Produção de Energia¹ (por Cluster) – em GWh



PRODUÇÃO DE ENERGIA (visão mensal) – em GWh

- A produção do 3T24 foi 11,2% abaixo do esperado, principalmente por julho e agosto serem impactados por um atraso de 12 dias no início da safra eólica do complexo Delta, e o complexo Bahia impactado durante o trimestre por perdas de disponibilidade (-68,0 GWh) e curtailment (-151,8 GWh), que serão parcialmente reembolsadas pelos fornecedores de O&M e pelas regras de curtailment.
- Mais informações sobre o desempenho financeiro podem ser encontradas na seção B das páginas 19 a 30.



Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). A partir do 2T24, a Companhia irá consolidar 100% de Ventos da Bahia em seus resultados operacionais. Considera 100% de Pipoca. (2) A comparação de mesmos ativos no ano a ano considera: (A) Entrada em operação de Assuruá 4 em março 2023, não considera a fase de ramp-up deste ativo entre Set/22 e Fev/23; (B) Entrada em operação de Assuruá 5 em novembro 2023, não considera a fase de ramp-up deste ativo entre Abr/23 e Out/23; (C) Fase de ramp-up de Goodnight 1 entre Nov/23 e Fev/24; (D) 100% de Ventos da Bahia e 0% de Pirapora entre Abr/23 e Abr/24.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL (abertura 3T24)

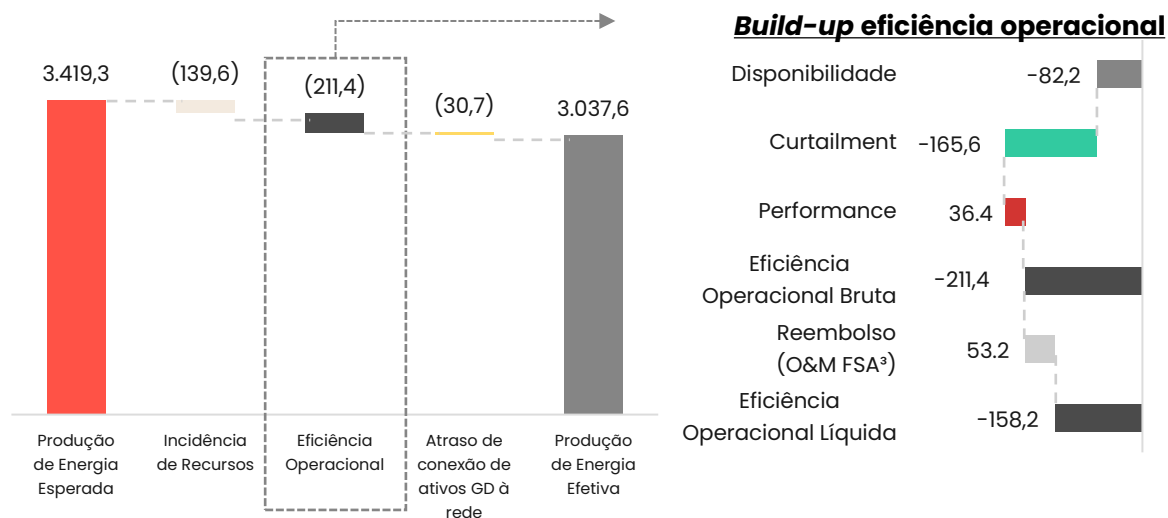
A eficiência operacional bruta e líquida no 3T24 foram, respectivamente, 211,4 GWh e 158,2 GWh abaixo da nossa meta. A eficiência operacional líquida vem de um impacto na produção de 165,6 GWh causado por *curtailment*, compensado em 36,4 GWh por melhor performance dos nossos aerogeradores e perdas por disponibilidade já líquidas de reembolsos contratuais:

↓ Disponibilidade: perda de 82,2 GWh (~R\$ 15,8 mm) principalmente por manutenções corretivas no Cluster Bahia, dos quais ~65% é coberto pela garantia de disponibilidade dos nossos contratos de serviços de O&M (detalhado no gráfico abaixo).

↑ Performance: Ganho de 36,4 GWh (~R\$ 7,0 mm) nos Deltas e Chuí, decorrentes de iniciativas como ETPO¹ e *power-up*, que melhoram o desempenho de nossas turbinas.

↓ *Curtailment*: Perda de 165,6 GWh (~R\$ 31,8 mm). Em nosso portfólio, Assuruá (105,7 GWh) teve o maior impacto neste trimestre. Vale ressaltar que, no 3T24, o *curtailment* do ONS² representou 5,6% da nossa produção do período (o que representa ~4,7% do Lucro Bruto de Energia).

Análise Performance Operacional – 3T24 em GWh



INCIDÊNCIA DE RECURSOS (3T24 vs. Esperado) – em GWh

Complexo	Recurso Bruto ⁵ vs. Esperado (3T24)	Comentários 3T24	Recurso Bruto ⁵ vs. Esperado (9M24)
Complexo Delta (573,8 MW)	-103,3 GWh (-10,9%)	Um pequeno atraso no início da safra de ventos afetou o desempenho do Delta no início do terceiro trimestre.	-297,1 GWh (-16,3%)
Complexo Bahia' (990,2 MW)	+3,3 GWh (+0,2%)	Recursos do Bahia ficaram majoritariamente em linha. Assuruá (+10,9 GWh) e Ventos da Bahia (-7,6 GWh).	-342,6 GWh (-8,2%)
Complexo SE/CO' (110,6 MW)	-15,1 GWh (-18,6%)	Recursos hídricos 24% (-14,2 GWh) abaixo do esperado. Recursos eólicos 4% (-0,9 GWh) abaixo do esperado.	-46,0 GWh (-14,3%)
Chuí Complex (582,8 MW)	-12,4 GWh (-2,3%)	A chuva abaixo da média em julho foi parcialmente compensada pelos recursos de agosto (que foi um P2 para o ativo). Sua maior volatilidade é esperada em uma base trimestral / mensal, ao passo que, no ano a ano, o Cluster tende a ter um desempenho de acordo com sua média histórica (desvio padrão mensal médio = 13,8% e desvio padrão anual = 3,6%).	+3,6 GWh (+0,3%)
Complexo Goodnight (265,5 MW)	-12,1 GWh (-6,5%)	Os recursos de Goodnight ficaram abaixo do esperado principalmente devido aos furacões na região do Golfo do México no período, que se misturaram com os ventos típicos da região para essa parte do ano.	-23,2 GWh (-2,6%)
Total	-139,6 GWh (-4,3%)		-705,3 GWh (-8,5%)

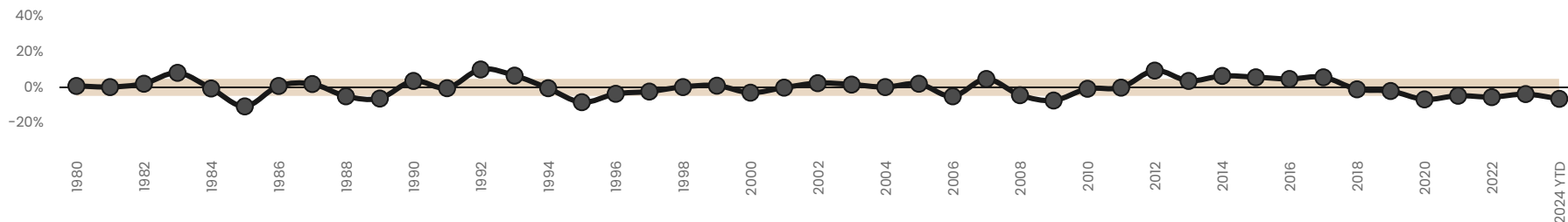
Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Enhanced Turbine Performance Optimization (Otimização aprimorada do desempenho da turbina). (2) Perda de energia não gerenciável devido a restrições operacionais da ONS, originadas externamente às instalações das usinas (restrições elétrica + energética). (3) Full Scope Agreement. (5) Geração esperada para uma determinada incidência de recursos. Fonte: ERA5 (European Centre for Medium Range Weather Forecasts Reanalysis v5) e dados da Companhia.



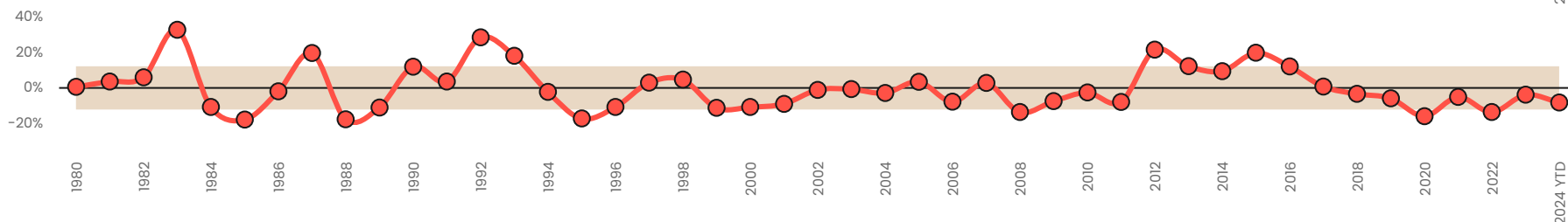
Visão Geral dos Recursos – Portfólio Eólico

Desvio vs. P50 (1980 – Set.2024)

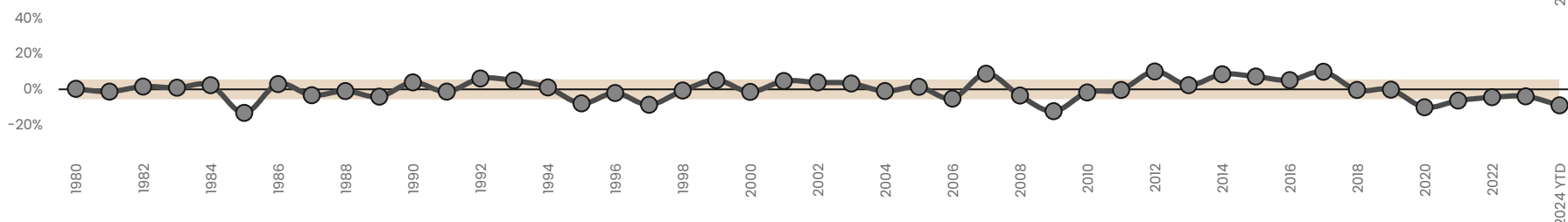
Portfólio Eólico



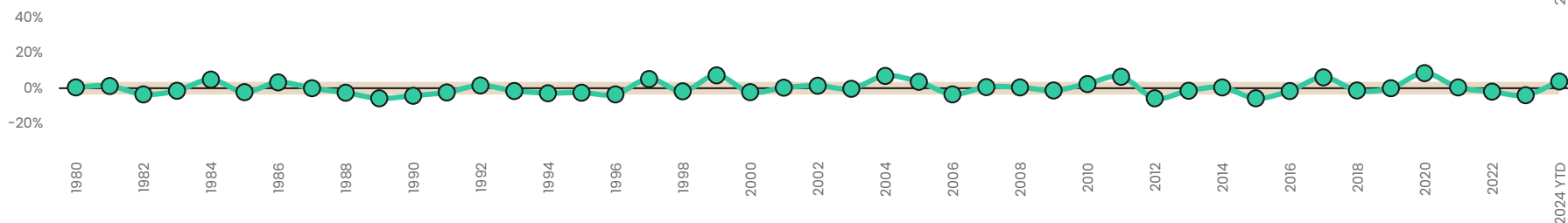
Delta



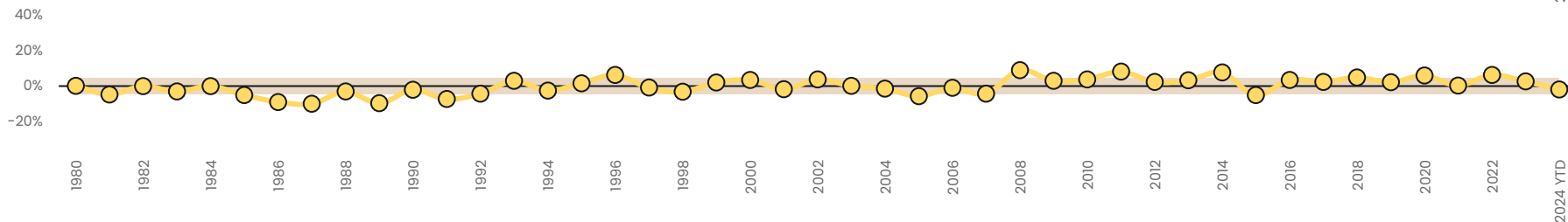
Bahia



Chuí



GN1



A. Unidades de Negócios

2. Gestão de Ativos

Portfólio Eólico Diversificado

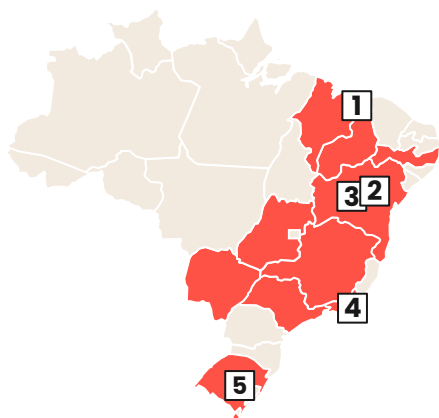
- Desde 2017, o cluster Delta tem apresentado recursos eólicos abaixo de P50. Já em 2017, Delta teve recursos bem acima de P50 (P13) e acima de P50 nos anos anteriores a 2017;
- Nossos 2 maiores clusters (Delta e Bahia – que apresentam 49% e 22% da Produção de Energia total) apresentaram vento abaixo da média nos últimos anos;
- A variabilidade da incidência do vento é entendida como um aspecto fundamental da dinâmica atmosférica, influenciada por interações complexas entre padrões climáticos globais e características geográficas locais, e a regressão à média é esperada quando se tem uma exposição de longo prazo a um determinado ativo;
- O portfólio eólico da Serena ficou mais diversificado ao longo dos anos, e o impacto de ventos mais fracos em locais específicos foi atenuado por outras localidades. **Atualmente, o desvio padrão do recurso bruto do portfólio de energia da Serena é de 5,1%.**

Visão Geral Curtailment – Portfólio de ativos eólicos no Brasil

O portfólio da Serena tem exposição abaixo da média ao recente aumento de curtailment no Brasil, substancialmente relacionado a eventos não recorrentes.

As perdas de energia totalizaram 3,3% no 9M24 e 5,6% no 3T24, enquanto a perda em Lucro Bruto de Energia foi de 2,6% no 9M24 e 4,7% no 3T24.

- Delta PI, VDBI e Gargaú estão conectadas à rede de distribuição, sem curtailment;
- Chuí e Delta MA estão em localidades com curtailment elétrico menor (<0.2% de perdas de energia em 2024).



#	Ativos	Conexão	Perdas de Lucro Bruto de Energia (3Q24)				Perda de Lucro Bruto de Energia (9M24)				Perfil de Produção	PPA – Mercado
			Total	Elétric.	Conf.	Energ.	Total	Elétric.	Conf.	Energ.		
1	Delta PI (Delta 1 e 2) 147,8 MW	Distribuição: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectado à rede de distribuição e não exposto a restrições determinadas pelo ONS.	Regulado (LEN)
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426,0 MW	Transmissão: SE Miranda II	1,1%	0,0%	0,0%	1,1%	1,1%	0,0%	0,0%	1,1%	Eventos em 2024 motivados principalmente por razões energéticas. O perfil de geração diurna deste ativo durante a safra tem uma maior sobreposição com os períodos de excesso de oferta.	Delta 3: Regulado (LEN/LER) Delta 5 & 6: Regulado (LEN) Delta 7 & 8: Mercado livre
2	Ventos da Bahia 1 66,0 MW	Distribuição: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectada à rede de distribuição e não exposta a restrições determinadas pelo ONS.	Regulado (LEN)
2	Ventos da Bahia 2 116,6 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II	10,2%	3,5%	4,9%	1,8%	6,0%	2,0%	2,5%	1,5%	Aumento dos eventos de indisponibilidade da rede causado pela integração de novos geradores e obras de transmissão.	Regulado (LER)
2	Ventos da Bahia 3 181,5 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II										Regulado (LEN) + Mercado Livre
3	Assuruá 1, 2 e 3 353,0 MW	Transmissão: Assuruá 1 and 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	7,3%	2,6%	3,4%	1,3%	4,1%	1,1%	2,1%	1,0%	Maiores restrições de transmissão devido ao evento de blackout. O impacto sobre o LBE é reduzido devido à exposição ao mercado livre e à menor produção nas horas de pico solar.	Assuruá 1 e 2: Regulado (LER) Assuruá 3: Regulado (LEN)
3	Assuruá 4 e 5 455,1 MW	Transmissão: SE Gentio do Ouro II										Mercado Livre
4	Gargaú 28,1 MW	Distribuição: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectada à rede de distribuição e não exposta a restrições determinadas pelo ONS.	Proinfa
5	Chuí 582,8 MW	Transmissão: SE Santa Vitória do Palmar 2	0,7%	0,0%	0,0%	0,7%	0,2%	0,0%	0,0%	0,2%	Restrições motivadas exclusivamente por razões energéticas. A exposição a contratos de mercado livre reduz o impacto sobre o LBE.	Mercado Livre
Serena Brasil			4,7%	1,5%	2,0%	1,2%	2,6%	0,6%	1,1%	0,8%		



Geração Distribuída

SE, NE e CO (98,9 MWac¹)

Os escopos civil e de montagem foram concluídos e os projetos restantes estão aguardando as conexões elétricas.



64,4MW **32,0MW** **2,5MW**

Conectados à rede

Aguardando conexão

Construção a iniciar

Energização: **65%**

Montagem: **97%**

Obra Civil: **97%**

Suprimentos: **100%**

Outras informações:

Expectativa EBITDA³
Ano Completo:
R\$ 75 mm – R\$ 85 mm

Fornecedor: WEG

Fator Capacidade: ~31%
(primeiro ano)

Entrada Completa em Operação: 1T25

CAPEX: **R\$ 395 mm²**

Capex Total Estimado⁴:
R\$ 431 mm – R\$ 481 mm



UFV Avanhandava I

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia atualmente detém participação de 70%. 87 MW da JV com Apolo (70%), 6,9 MW de outra parceria (50%) e 5 MW de investimento próprio da Serena (100%). (2) Até o 3T2024. Participação proporcional da Companhia. (3) Primeiro ano completo de EBITDA para 100% da capacidade contratada. Participação proporcional da Companhia. (4) Participação proporcional da Companhia



Pipeline atual de desenvolvimento

Indicadores	GD em curso	GD futuro	Goodnight 2	Assurua Híbrido (Solar)	Pipeline Eólico		Pipeline Solar		Pipeline Eólico		Pipeline Armazenamento	Total
	(Em construção e NTP)	(Pronto para construir)	(Pronto para construir)	(Estágio Avançado)	(Estágio Avançado)		(Estágios Inicial + Intermediário)		(Estágios Inicial + Intermediário)		(Estágio Inicial)	
	BR	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
Localização	BR	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Potencial	98,9 MWac	9,6 MWac	265,5 MW	100 MW	124,8 MW	-	Até 4.200 MWac	Até 260 MWac	Até 864 MW	Até 510 MW	Até 108 MW	Até 6.540,8 MW
Fator Capacidade (%)	~31% (Primeiro Ano)	29% - 32% (Primeiro Ano)	37,8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Início da Obra	June 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operação Comercial ²	1T25	2T25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Serena ²	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Expectativa de CAPEX	R\$ 431 mm - R\$ 481 mm (Part. Serena) ⁴	R\$ 111 mm - R\$ 151 mm (Part. Serena) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Investido ²	R\$ 395 mm (Part. Serena)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dívida	Todas as fases: até 80% (pendente: Fundo Clima e Fimem do BNDES)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expectativa EBITDA ³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Part. Serena em 2025)	R\$ 8 mm - R\$ 18 mm (Part. Serena em 2025)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

PRINCIPAIS INDICADORES
1
Sumário de Rentabilidade

	Unidade	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Lucro Bruto de Energia Ajustado. ¹	R\$m	676,3	639,9	6%	506,4	34%	1.707,3	1.479,1	15%
Lucro Bruto de Energia	R\$m	683,8	547,2	25%	517,4	32%	1.663,1	1.217,2	37%
Lucro Bruto Unitário ²	R\$/MWh	223,6	252,0	-11%	219,6	2%	235,0	247,6	-5%
EBITDA Ajustado ³	R\$m	491,0	493,1	0%	335,3	46%	1.194,1	1.068,8	12%
Margem EBITDA Ajustada ⁴	%	72,6%	77,1%	-4,5 p.p.	66,2%	6,4 p.p.	69,9%	72,3%	-2,3 p.p.
EBITDA	R\$m	504,2	444,1	14%	349,8	44%	1.541,2	906,2	70%
Lucro (prejuízo) Líquido Aj.	R\$m	46,6	102,5	-55%	-97,6	-148%	-155,5	-85,4	82%
Lucro (prejuízo) Líquido ⁵	R\$m	37,5	102,5	-63%	-102,6	-137%	70,4	-82,8	-185%

2
Sumário de Caixa e Financiamento

Dívida Líquida Ajustada ¹	R\$m	8.611,8	9.230,4	-7%	8.677,5	-1%	8.611,8	9.230,4	-7%
Dívida Líquida	R\$m	8.729,3	8.255,2	6%	8.784,0	-1%	8.729,3	8.255,2	6%
Posição de Caixa Ajustada ¹	R\$m	1.815,4	1.308,9	39%	1.695,1	7%	1.815,4	1.308,9	39%
Posição de Caixa	R\$m	1.812,0	1.001,8	81%	1.698,4	7%	1.812,0	1.001,8	81%
Fluxo de Caixa Operacional Aj. ¹	R\$m	404,9	413,7	-2%	279,5	45%	945,6	901,8	5%

Sumário de Rentabilidade

No 3T24, o EBITDA Ajustado^{1,4} ficou em linha comparado ao 3T23

P&L (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	1.060,1	865,8	22%	2.509,1	2.058,6	22%
Compras de energia líquidas de créditos (PIS/Cofins)	-376,2	-318,7	18%	-845,9	-841,4	1%
Lucro Bruto de Energia	683,9	547,2	25%	1.663,1	1.217,2	37%
Custos de Operação e Manutenção	-92,8	-42,2	121%	-256,4	-160,1	60%
Encargos Regulatórios	-40,0	-32,0	25%	-111,2	-90,3	23%
Despesas Gerais e Administrativas	-47,9	-48,4	-1%	-126,9	-108,5	17%
Outras receitas (despesas) operacionais	-2,9	-11,1	-74%	362,0	-8,8	n.a.
Equivalência Patrimonial	4,0	30,5	-87%	10,4	56,5	-82%
EBITDA	504,2	444,1	14%	1.541,2	906,2	70%
Depreciação e Amortização	-192,8	-116,5	66%	-544,0	-339,9	60%
EBIT	311,4	327,6	-5%	997,2	566,3	76%
Resultado Financeiro Líquido	-248,2	-193,5	28%	-731,4	-582,9	25%
EBT	63,3	134,2	-53%	265,8	-16,6	n.a.
IR / CSLL	-25,8	-31,7	-19%	-195,4	-66,2	195%
Lucro (prejuízo) Líquido	37,5	102,5	-63%	70,4	-82,8	-185%

Lucro Bruto de Energia Ajustado ¹ (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Lucro Bruto de Energia	683,9	547,2	25%	1.663,1	1.217,2	37%
Lucro Bruto de Energia das JVs	4,6	92,7	n.a.	82,6	261,9	-68%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-12,3	0,0	n.a.	-38,5	-	n.a.
Lucro Bruto de Energia Ajustado	676,2	639,9	6%	1.707,3	1.479,1	15%
Lucro Bruto Unitário (R\$/MWh) ²	223,6	252,0	-11%	235,0	247,6	-5%

Custos e Despesas Ajustado ¹ (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Custos e Despesas	-183,7	-133,6	38%	-132,3	-367,6	-64%
(-) Itens não-recorrentes	-	-	n.a.	364,9	2,6	n.a.
Custos e Despesas das JVs	-2,1	-13,2	-84%	-17,0	-40,2	-58%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	0,5	-	n.a.	1,1	-	n.a.
Custos e Despesas Ajustado	-185,3	-146,8	26%	-513,2	-410,3	25%
Custos e Despesas Aj. (R\$/kW)	-68,5	-67,5	1%	-189,7	-188,7	1%
D&A das JVs	-0,6	-19,2	-97%	-20,1	-57,6	-65%

EBITDA Ajustado ² (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	504,2	444,1	14%	1.541,2	906,2	70%
(-) Equivalência Patrimonial	4,0	30,5	-87%	10,4	56,5	-82%
(-) Itens não-recorrentes	-	-	n.a.	364,9	2,5	n.a.
EBITDA das JVs	2,5	79,5	-97%	65,6	221,7	-70%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-11,8	-	n.a.	-37,4	-	n.a.
EBITDA Ajustado	491,0	493,1	0%	1.194,1	1.068,8	12%
Margem EBITDA Aj. ⁴ (%)	72,6%	77,1%	-4.5 p.p.	69,9%	72,3%	-2.3 p.p.

Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado ² (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Lucro (prejuízo) Líquido	37,5	102,5	-63%	70,4	-82,8	-185%
(-) Itens não-recorrentes	-	-	n.a.	-240,8	-2,5	n.a.
Alocação do parceiro de Tax Equity ²	-11,8	-	n.a.	-37,4	-	n.a.
Efeitos IFRS de juros acruados sobre Tax Equity	20,8	-	n.a.	52,2	-	n.a.
Lucro Líquido Ajustado	46,6	102,5	-55%	-155,5	-85,4	82%

LUCRO BRUTO DE ENERGIA (análise YoY)

O crescimento anual do 3T24 é resultado do comissionamento/incorporação de novos ativos, parcialmente compensado por transações do balanço energético específicas de 2023 e um melhor resultado da Plataforma de Energia em 2023.

3T24 vs. 3T23

LBE¹ cresceu R\$ 36,4 mm para R\$ 676,3 mm, um aumento de 6% YoY, principalmente devido a:

↑ **Adição de novos ativos:** +R\$ 101,1 mm:

- Assuruá 5: +R\$ 49,2 mm (aumento vs. R\$ 16.2 mm do 3T23);
- Geração Distribuída: +R\$ 17,7 mm;
- Goodnight 1: +R\$ 34,2 mm, principalmente devido a:
 - Merchant + RECs: + R\$ 19,5 mm²;
 - PTC alocado à Serena: + R\$ 14,6 mm.

↓ **Dos mesmos ativos:** -R\$ 63,1 mm:

- Plataforma de Energia: -R\$ 18,0 mm;
- Superávits de transações do balanço energético de 2023: -R\$ 24,0 mm;
- Mix de portfólio, resultante de efeitos de preços de PPA, inflação e produção de energia: -R\$ 21.1 mm;

↓ **Outros:** Efeitos da operação de permuta de ativos: -R\$ 1,6 mm;

Goodnight: Lucro Bruto de Energia explicado

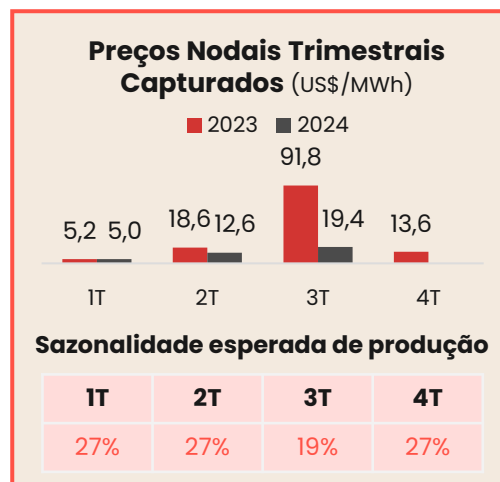
Goodnight apresenta uma sazonalidade muito maior em termos de preços comparado a outros ativos do portfólio Serena. A demanda do ERCOT é impulsionada principalmente pela temperatura, com seu pico no verão (jun-set).

Por este motivo, é importante analisar a sazonalidade de receita de Goodnight como uma combinação de Produção x Preços.

Em 2024, observamos temperaturas mais amenas afetando os preços ao longo do ano, com maior impacto neste 3º Tri, dado que ele representa o pico da sazonalidade anual.

Preços futuros de Goodnight 1

- Os preços médios de longo prazo de 4 anos para Goodnight aumentaram 1% YoY, atingindo US\$ 38,2/MWh no 3T24. QoQ, os preços diminuíram 5% principalmente devido aos impactos que preços realizados mais baixos têm na parte inicial de curvas futuras (2025) e, em menor grau, no restante da curva.



LUCRO BRUTO DE ENERGIA (Principais Impactos)

O lucro bruto de energia do 3T24 foi impactado por recursos e restrições especialmente no Cluster Bahia, preços abaixo do esperado em Goodnight 1, performance da Plataforma de Energia e atrasos nas conexões de Geração Distribuída pelas distribuidoras.

3T24 Principais Impactos

Houve diversos impactos não gerenciáveis no nosso LBE¹ neste trimestre. Se mensurássemos estes efeitos, o LBE do trimestre teria sido de R\$ 752,3mm. Os impactos estão descritos abaixo:

- Os preços *spot* nos EUA não seguiram a curva forward observada no momento do nosso orçamento: R\$ 34,2mm;
- Maiores níveis de *curtailment* neste trimestre: R\$ 31,8 mm;
- Atrasos na conexão de GDs na rede pelas distribuidoras: R\$ 10,0 mm.

Composição do Lucro Bruto de Energia Ajustado

Lucro Bruto de Energia Ajustado deriva da Receita Líquida consolidada (“IFRS”) menos as Compras de Energia. As adições/reduções são:

- ↑ Lucro bruto de energia dos investimentos não consolidados³;
- ↓ Alocação proporcional do Parceiro de *Tax Equity* no *Production Tax Credit* (PTC, que é uma receita Não-Caixa para a Serena) do Goodnight 1 - em 2024, no primeiro ano do projeto, há um mecanismo de alocação especial de 58% dos PTCs para a Serena e 42% para Parceiro de *Tax Equity*. A partir de 2025, a alocação muda para 1% para a Serena e 99% para o Parceiro *Tax Equity*;
- ↓ Participação proporcional de 5% do Parceiro *Tax Equity* no EBITDA Caixa de Goodnight 1.

LUCRO BRUTO UNITÁRIO (análise YoY)

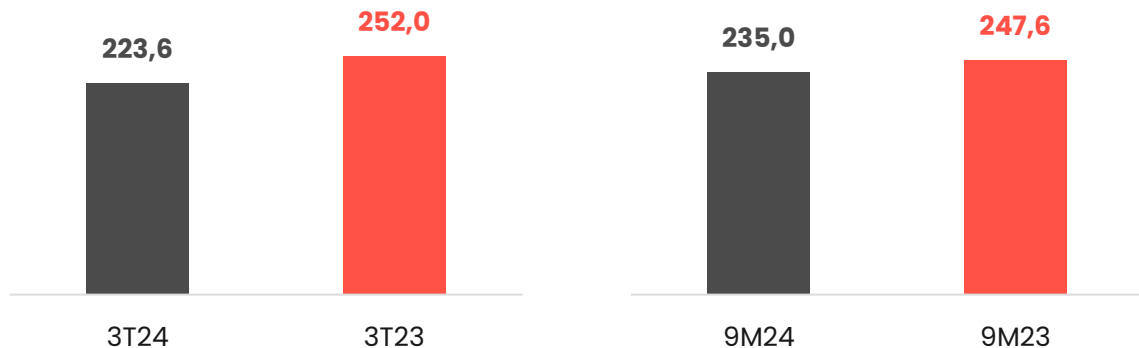
A queda do 3T24 em relação ao ano anterior resulta principalmente de superávits de transações do balanço energético de 2023, margens da Plataforma de Energia e produção de energia da base de mesmos ativos.

3T24 vs. 3T23

Lucro Bruto Unitário caiu R\$ 28,3/MWh para R\$ 223,6/MWh, uma queda de 11% com relação ao ano anterior, principalmente devido a:

- ↓ Superávits de transações do balanço energético de 2023: -R\$ 9,7/MWh;
- ↓ Margens da Plataforma de Energia: -R\$ 7,3/MWh;
- ↓ Produção de Energia da base de mesmos ativos caiu 3,6% YoY: -R\$ 6,1/MWh;
- ↓ Mix do Portfólio: (i) operação de permuta, uma vez que os preços de Pirapora eram maiores que os de Ventos da Bahia, (ii) mix de geração e preços do trimestre, já que os ativos com maiores margens tiveram volumes menores no 3T24: -R\$ 2,8/MWh;
- ↓ Preços mais baixos de novos ativos ainda descontratados, especialmente devido aos preços spot mais baixos nos EUA por temperaturas mais amenas na região: -R\$ 2,4/MWh.

Lucro Bruto Unitário (LBE / Produção) em R\$ / MWh



B. Performance Financeira

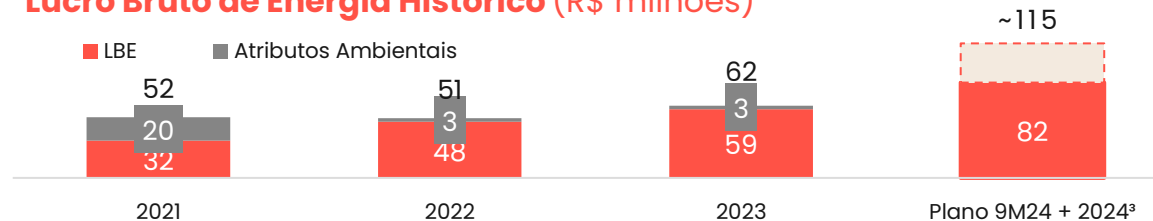
Lucro Bruto Unitário & P&L Plataforma de Energia

P&L PLATAFORMA DE ENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Plataforma de Energia atingiu R\$ 81,5 mm² no 9M24, R\$ 29 milhões acima do 9M23, principalmente devido à venda de posições *long* a preços altos.

No 3T24, vimos os efeitos da estação seca criarem certa volatilidade nos preços *spot* e mais oscilações nos preços futuros. Conseguimos capitalizar alguns desses movimentos. Nossos controles de risco permanecem extremamente conservadores e seguimos regras rígidas de não ter nenhuma exposição significativa. Esperamos que essa volatilidade continue no 4T24 e sustente o aumento das margens de nossa plataforma.

Lucro Bruto de Energia Histórico (R\$ milhões)



Indicadores (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	250,4	297,6	-16%	210,6	19%	658,5	767,5	-14%
Compra de Energia	-244,3	-303,9	-20%	-207,8	18%	-650,4	-782,3	-17%
Lucro Bruto de Venda de Energia	6,1	-6,3	-196%	2,8	113%	8,0	-14,8	-154%
Lucro Bruto de Posições Futuras	18,8	49,2	-62%	11,2	68%	73,4	67,3	9%
Lucro Bruto de Energia	24,9	42,9	-42%	14,1	77%	81,5	52,5	55%
Custos e Despesas	-7,6	-13,5	-44%	-10,6	-28%	-24,5	-30,2	-19%
EBITDA	17,3	29,4	-41%	3,5	398%	56,9	22,2	156%

EBITDA (análise YoY)

A performance ano contra ano do 3T24 é resultado da entrada de novos ativos, deslocada por superávits de transações do balanço energético específicas de 2023 e um melhor resultado da Plataforma de Energia em 2023.

3T24 vs. 3T23

EBITDA¹ apresentou queda de R\$ 2,1 mm, para R\$ 491.0 mm, uma diminuição de 0,4% YoY, principalmente devido a:

↑ Variação de novos ativos: +R\$ 88,2 mm:

- Assuruá 5: +R\$ 47,9 mm (aumento vs. R\$ 9,8 mm no 3T23);
- Geração Distribuída: +R\$ 15,1 mm;
- Goodnight 1: +R\$ 25,2 mm²;

↓ Efeitos da operação de permuta⁴: -R\$ 8,6 mm;

↓ Efeitos dos mesmos ativos explicados em Lucro Bruto de Energia ([página 21](#)): -R\$ 63,1 mm;

↓ Aumento de Custos e Despesas da base de mesmos ativos: -R\$ 18,5 mm.

Custos e Despesas¹ teve um aumento de R\$ 38,5 mm para R\$ 185,3 mm, um aumento de 26,3% YoY, principalmente devido a:

↓ Novos Ativos³: -R\$ 13,0 mm, dos quais:

- Contratos de O&M: -R\$ 5,5 mm;
- SG&A: -R\$ 7,0 mm;
- Encargos Regulatórios: -R\$ 0,5 mm.

↓ Efeitos da operação de permuta: -R\$ 7,0 mm, como resultado líquido da consolidação de 100% da Ventos da Bahia e da economia decorrente da redução de toda participação em Pirapora⁴;

↓ Mesmos Ativos: -R\$ 18,5 mm, principalmente como efeito de indenizações de disponibilidade e seguro recebidas em 2023, acima dos níveis mais frequentes (~R\$ 29,3 mm), parcialmente compensadas por economias principalmente em SG&A.

EBITDA (Principais Impactos)

O EBITDA do 3T24 foi impactada por recursos e restrições especialmente no Cluster Bahia, preços abaixo do esperado em Goodnight 1, performance da Plataforma de Energia e atrasos nas conexões de Geração Distribuída pelas distribuidoras.

3T24 Principais Impactos

Houve diversos impactos não gerenciáveis no nosso EBITDA¹ neste trimestre. Se mensurássemos estes efeitos, o EBITDA do trimestre teria sido de R\$ 564,3 mm. Os impactos estão descritos abaixo:

- Os preços *spot* nos EUA não seguiram a curva forward observada no momento do nosso orçamento: R\$ 34,2 mm;
- Maiores níveis de *curtailment* neste trimestre: R\$ 31,8 mm;
- Atrasos na conexão de GDs na rede pelas distribuidoras: R\$ 7,3 mm.

Composição do EBITDA Ajustado

O EBITDA ajustado deriva do EBITDA consolidado (“IFRS”) líquido de Equivalência Patrimonial. As adições/reduções são :

↑ EBITDA dos investimentos não consolidados⁵;

↓ Alocação proporcional do Parceiro de *Tax Equity* no *Production Tax Credit* (PTC, que é uma receita Não-Caixa para a Serena) do Goodnight 1 - em 2024, no primeiro ano do projeto, há um mecanismo de alocação especial de 58% dos PTCs para a Serena e 42% para Parceiro de *Tax Equity*. A partir de 2025, a alocação muda para 1% para a Serena e 99% para o Parceiro *Tax Equity*;

↓ Participação proporcional de 5% do Parceiro *Tax Equity* no EBITDA Caixa de Goodnight 1;

↓ Itens não-recorrentes relacionados à permuta de ativos com a EDFR.

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (análise YoY)

Resultado Financeiro Líquido¹ atingiu -R\$ 227,1 mm, 1% acima do 2T24 e 7% acima do 3T23:

A variação do Resultado Financeiro Líquido com relação ao 2T24 é principalmente devido a (i) efeitos da macroeconomia nos indexadores de dívida, (ii) volume total de dívida com mínimas mudanças em comparação ao trimestre anterior.

Devido ao nosso relevante programa de investimento, que terminou em 2023 e aumentou nossa capacidade instalada, a Dívida Bruta Ajustada alcançou seu pico no 4T23, em aproximadamente R\$ 11.0 bilhões, e começou a cair desde o 1T24.

Indicadores (R\$ mm)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Receitas Financeiras	43,7	25,0	75%	35,0	25%	105,6	95,5	11%
Juros de Investimentos	37,4	25,5	51%	30,7	22%	93,5	90,1	4%
Outros	6,3	-0,5	n.a.	4,3	46%	12,2	5,4	124%
Despesas Financeiras	-291,9	-218,4	34%	-279,4	4%	-837,0	-678,4	23%
Juros de Empréstimos	-248,7	-182,5	36%	-248,9	0%	-723,4	-592,5	22%
Outros	-43,2	-35,9	20%	-30,5	42%	-113,6	-85,9	32%
Resultado Financeiro Líquido	-248,2	-193,5	28%	-244,3	2%	-731,4	-582,9	25%
Resultado Financeiro Líquido das JVs	0,2	-18,3	-101%	-0,6	-137%	-26,3	-74,6	-65%
Efeito IFRS de juros acruados sobre o Tax Equity ³	20,8	-	n.a.	20,3	3%	52,2	-	n.a.
Resultado Financeiro Líquido Ajustado¹	-227,1	-211,8	7%	-224,7	1%	-705,5	-657,5	7%

LUCRO LÍQUIDO (análise YoY)

O Lucro Líquido Ajustado do 3T24 atingiu R\$ 46,6 mm, R\$ 56,0 mm menor que o 3T23. A variação está relacionada a uma redução de R\$ 54,7 mm no resultado financeiro líquido, um aumento de R\$ 60,1 mm no EBITDA e um aumento de R\$ 76,4 mm no D&A.

Em comparação ao 2T24, o Lucro Líquido Ajustado aumentou R\$ 144,2 milhões, principalmente devido à sazonalidade do portfólio.

Lucro Líquido Ajustado¹ abrange:

A. Ajustes de efeitos de IFRS relacionados ao *Tax Equity* de:

- Alocação proporcional do Parceiro de *Tax Equity* no PTC e Distribuição de 5% de EBITDA Caixa: -R\$ 11,8 mm
- Juros acruados sobre *Tax Equity* (a ser pago por PTCs³): +R\$ 20,8 mm

Indicadores (R\$ mm)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
EBIT	311,4	327,6	-5%	159,7	95%	997,2	566,3	76%
Resultado Financeiro Líquido	-248,2	-193,5	28%	-244,3	2%	-731,4	-582,9	25%
EBT	63,3	134,2	-53%	-84,7	-175%	265,8	-16,6	n.a.
Imposto de renda e contribuição social	-25,8	-31,7	-19%	-17,9	44%	-195,4	-66,2	195%
Lucro (Prejuízo) Líquido	37,5	102,5	-63%	-102,6	-137%	70,4	-82,8	-185%
(-) Itens não-recorrentes	-	-	n.a.	-	n.a.	240,8	2,5	9518%
Alocação do Parceiro de <i>Tax Equity</i> ²	-11,8	-	n.a.	-15,3	-23%	-37,4	-	n.a.
Efeito IFRS de juros acruados sobre o <i>Tax Equity</i> ³	20,8	-	n.a.	20,3	3%	52,2	-	n.a.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado¹	46,6	102,5	-55%	-97,6	-148%	-155,5	-85,4	82%

Sumário de Caixa & Financiamento

No 3T24, Dívida Líquida Ajustada¹ foi de R\$ 8,61 bilhões. Dívida Líquida / EBITDA LTM do braço operacional foi de 2,8x, um aumento de 0,1x QoQ e queda de 1,1x em relação ao 3T23, à medida em que a Companhia segue em desalavancagem.

B. Performance Financeira

2. Sumário de Caixa e Financiamento

Endividamento (R\$ milhões)	3T24	2T24	Var.	3T23	Var.
Dívida Bruta (em BRL)	9.594,0	9.502,9	1%	7.460,9	29%
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	1.992,2	2.126,8	-6%	1.848,1	8%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity	11.586,2	11.629,8	0%	9.309,0	24%
(-) Custos de Transação	82,1	86,9	-6%	52,0	58%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de Custos de Transação)	11.504,1	11.542,9	0%	9.257,0	24%
Ajuste do Tax Equity	-962,9	-1.060,5	-9%	-	n.a.
Dívida Bruta Total	10.541,3	10.482,4	1%	9.257,0	14%
(-) Caixa Total	1.812,0	1.698,4	7%	1.001,8	81%
Caixa e equivalentes de caixa	1.253,3	1.347,3	-7%	758,5	65%
Caixa Restrito	558,8	351,1	59%	243,3	130%
Dívida Líquida	8.729,3	8.784,0	-1%	8.255,2	6%

Dívida Líquida Ajustada ¹ (R\$ milhões)	3T24	2T24	Var.	3T23	Var.
Dívida Líquida	8.729,3	8.784,0	-1%	8.255,2	6%
Dívida Líquida das JVs	-5,5	-5,0	11%	975,1	-101%
Dívida Bruta das JVs	1,1	2,0	-43%	1.282,3	-100%
(-) Caixa Total das JVs	6,6	6,9	-4%	307,1	-98%
(-) Dívida Líquida Arco Energia (JV com Apolo) ²	112,0	101,6	10%	-	n.a.
Dívida Líquida Ajustada¹	8.611,8	8.677,5	-1%	9.230,4	-7%

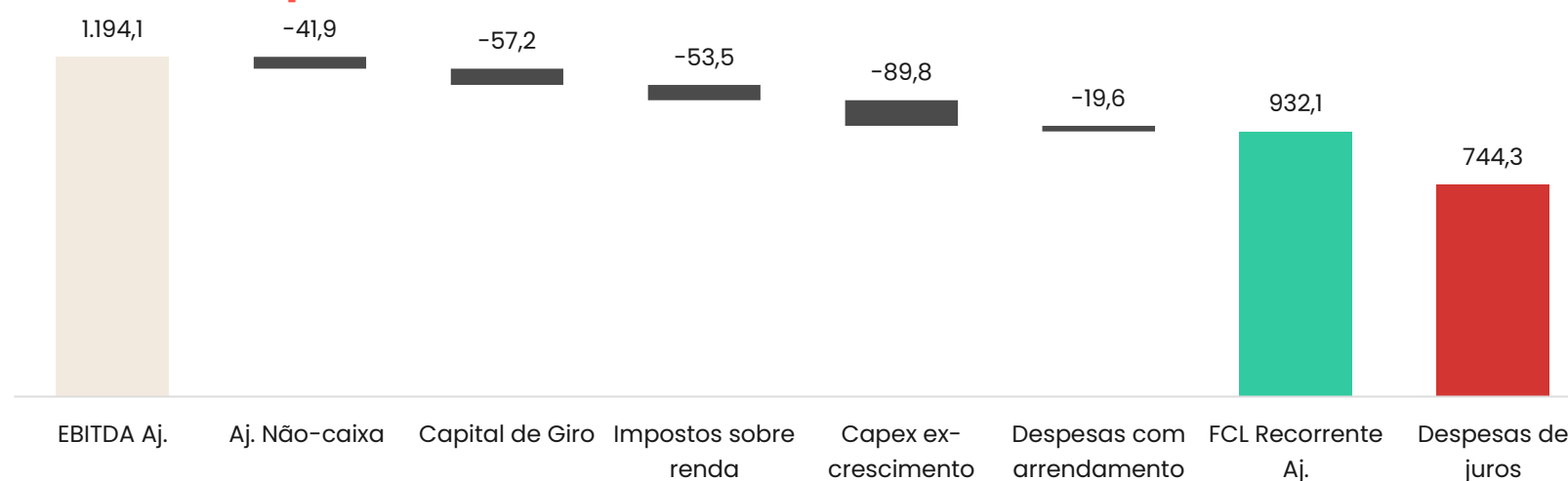
Custo Nominal Médio e Prazo ³	3T24	2T24	Var.	3T23	Var.
Custo da Dívida (%)	8,75%	8,84%	-0,09 p.p.	9,08%	-0,33 p.p.
Prazo (anos)	5,1	5,2	-0,1 ano	4,0	1,1 ano

Outros Indicadores de Crédito	3T24	2T24	Var.	3T23	Var.
Braço Operacional (Serena Geração)					
Dívida Líquida/EBITDA (LTM) – Covenant	2,8x	2,7x	5%	3,9x	-28%
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA ¹ (LTM)	3,5x	3,3x	5%	3,9x	-11%
Braços Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)					
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (LTM)	4,86x	4,84x	0%	6,2x	-22%

Fluxo de Caixa Livre

Fluxo de Caixa Livre (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA Ajustado¹	491,0	493,1	0%	1.194,1	1.068,8	12%
Ajustes não-caixa	-14,7	-50,1	-71%	-41,9	-76,6	-45%
Capital de giro	-36,8	-9,5	288%	-57,2	93,3	-161%
Imposto sobre renda	-14,9	-15,0	-1%	-53,5	-50,7	5%
Capex ex-crescimento	-27,3	-20,7	32%	-89,8	-99,0	-9%
Despesas com arrendamento	-9,1	-4,9	85%	-19,6	-18,2	7%
Fluxo de caixa livre recorrente	388,2	392,9	-1%	932,1	917,6	2%
Capex de crescimento	-28,3	-433,4	-93%	-179,1	-1.798,7	-90%
Fluxo de caixa livre	359,8	-40,6	-987%	753,1	-881,2	-185%
Despesas de juros caixa	-170,2	-177,3	-4%	-744,3	-649,7	15%
Conversão EBITDA para FCL	79,1%	75,7%	3 p.p.	78,1%	85,8%	-8 p.p.
% de FC Op. para despesas de juros	-43,8%	-54,9%	11 p.p.	-79,8%	-70,8%	-9 p.p.

9M24 EBITDA para Fluxo de Caixa Livre (R\$m)



No 3T24, nosso Fluxo de Caixa Livre Aj. Recorrente¹ foi de R\$ 388,2 mm. Este resultado em uma Conversão EBITDA para FCL é de 79,1%. Para o 9M24, o EBITDA Aj. recorrente para conversão de Fluxo de Caixa alcançou 78,1%.

ENDIVIDAMENTO

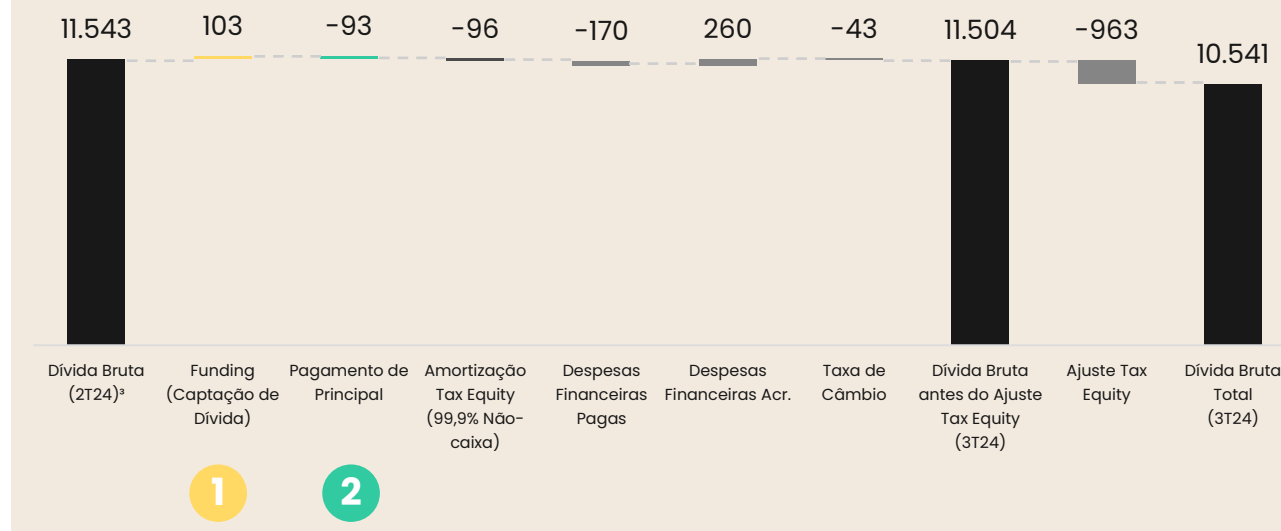
Dívida Líquida Ajustada¹ alcançou R\$ 8.611,8 mm, 1% abaixo do 2T24 (~R\$ 65,7 mm) e 7% abaixo do 3T23 (~R\$ 618,6 mm).

A redução QoQ é devida principalmente à sazonalidade positiva que temos na 2ª metade do ano, que impulsiona nossa geração de fluxo de caixa, bem como a conclusão do nosso programa de investimento, que reduziu os desembolsos de capex. Avançamos em nossa agenda de refinanciamento, levantando R\$ 102,5 mm adicionais com o FDNE em custos muito competitivos.

Abertura Endividamento

Endividamento (R\$ mm)	3T24	2T24	Var.	3T23	Var.
BNDES	2.417,0	2.456,8	-2%	1.972,6	23%
Debêntures	4.676,3	4.610,9	1%	3.882,9	20%
BNB	1.720,3	1.747,0	-2%	1.336,6	29%
CCB	-	21,9	n.a.	37,1	n.a.
FDNE	780,4	666,4	17%	231,8	237%
Dívida Bruta (in BRL)	9.594,0	9.502,9	1%	7.460,9	29%
Offshore Loan	830,9	859,9	-3%	760,3	9%
Bridge Loan	-	-	n.a.	929,8	-100%
Term Loan	198,4	206,5	-4%	-	n.a.
Tax Equity	962,9	1.060,5	-9%	-	n.a.
Resolução 4131 / Nota Promissória	-	-	n.a.	158,0	-100%
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	1.992,2	2.126,8	-6%	1.848,1	8%
Dívida Bruta antes do Ajuste do Tax Equity	11.586,2	11.629,8	0%	9.309,0	24%
(-) Custos de Transação	82,1	86,9	-6%	52,0	58%
Dívida Bruta antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de Custos de Transação)	11.504,1	11.542,9	0%	9.257,0	24%
Ajuste do Tax Equity	-962,9	-1.060,5	-9%	-	n.a.
Dívida Bruta Total	10.541,3	10.482,4	1%	9.257,0	14%
(-) Caixa Total	1.812,0	1.698,4	7%	1.001,8	81%
Dívida Líquida	8.729,3	8.784,0	-1%	8.255,2	6%
Dívida Líquida das JVs	-5,5	-5,0	11%	975,1	-101%
(-) Dívida Líquida Arco Energia ²	112,0	101,6	10%	-	n.a.
Dívida Líquida Ajustada	8.611,8	8.677,5	-1%	9.230,4	-7%

Mudanças no Endividamento (3T24) – em milhões de reais



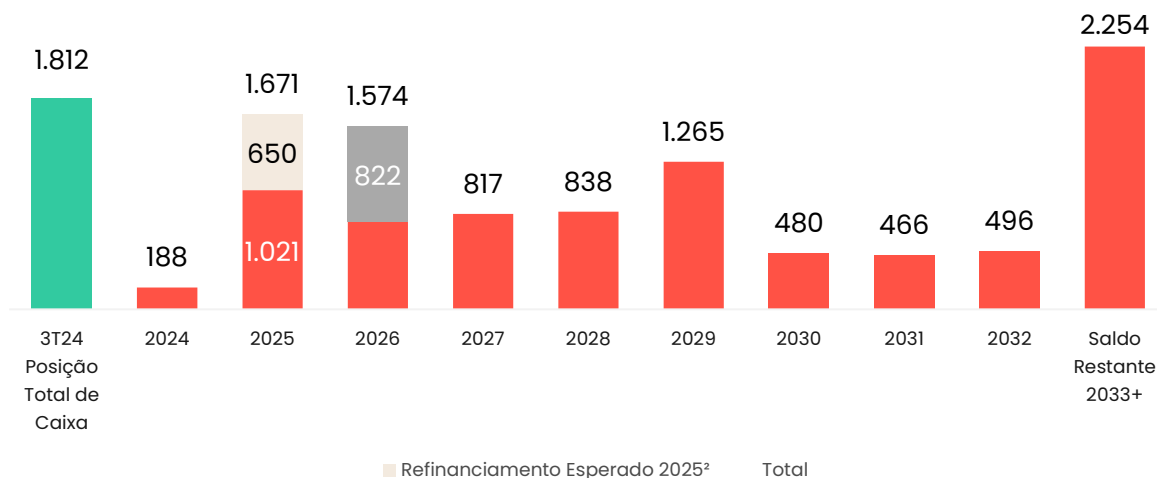
1 Funding (Captações de Dívida):
 ↑ ~R\$ 102,6 mm do FDNE;

2 Pagamento de Principal:
 ↓ ~R\$ 92,5 mm da dívida consolidado de SG⁵ + SD⁴.

Principal Curva de Amortização (em milhões de reais)

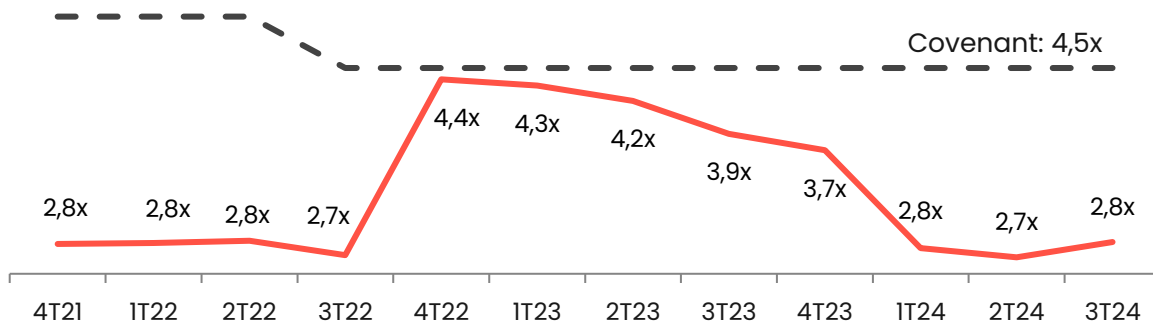
Braço operacional¹ + desenvolvimento

Cronograma de Amortização em 30-Set-2024



Dívida Líquida / EBITDA

Braço Operacional (Serena Geração)



Plano de financiamento 2024

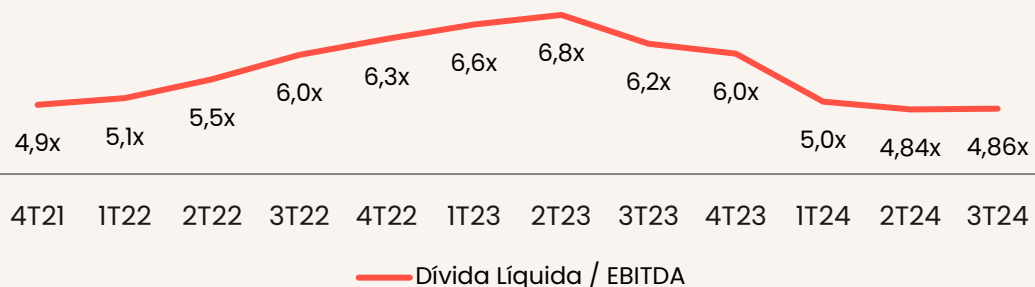
Em linha com nosso plano, a Dívida Líquida Aj. atingiu R\$ 8,6 bilhões enquanto nossa Dívida Líquida/EBITDA atingiu 4,8x e Dívida Líquida/EBITDA do braço operacional atingiu 2,8x uma vez que o *ramp-up* dos novos ativos continua a reduzir nossa alavancagem.

Acumulado no ano de 2024 temos:

- ✓ Amortização de todos os empréstimos-ponte do Goodnight 1 usando os recursos do **investimento de Tax Equity** do Goldman Sachs - **US\$ 184,7 mm** (~R\$ 914 mm);
- ✓ **Emissão de debêntures no valor de R\$ 825 mm** - duas séries, de R\$ 230 milhões e R\$ 595 milhões, com vencimentos em 2035 e 2041, respectivamente - referente ao Assuruá 4 e 5, amortizando R\$ 730 milhões em empréstimos-ponte;
- ✓ **Desembolso de R\$ 186,4 mm da linha do FDNE** referente a Assuruá 5 (~R\$ 37,3 milhões adicionais já contratados e ainda a serem desembolsados);
- ✓ Adiamento do vencimento do empréstimo-ponte da Serena Power por dois anos para continuar a buscar um possível processo de venda ou outras estruturas de capitalização nos EUA.

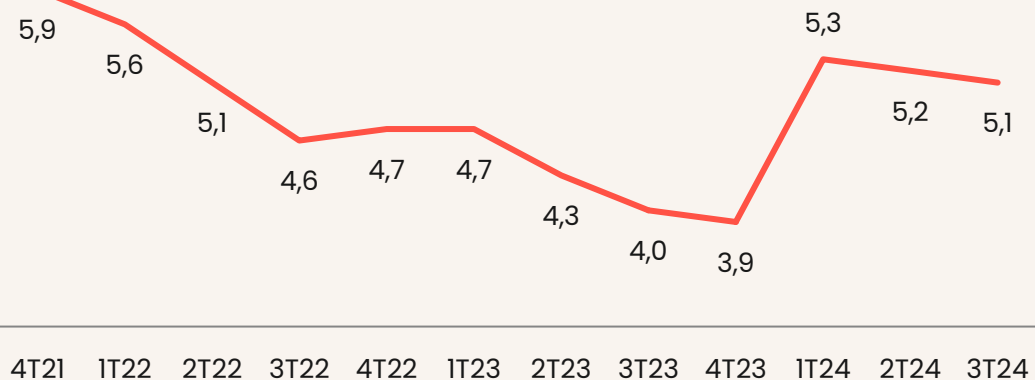
Dívida Líquida Consolidada / EBITDA¹

(Em 30 de setembro de 2024)



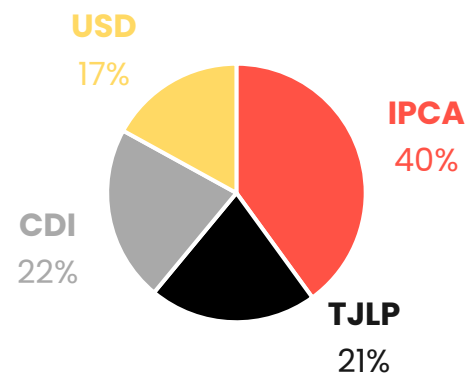
Prazo Médio (anos)

Braço operacional + desenvolvimento (Serena Energia)



Abertura dos Índices de Dívida

(Em 30 de setembro de 2024)



Posição de Dívida²

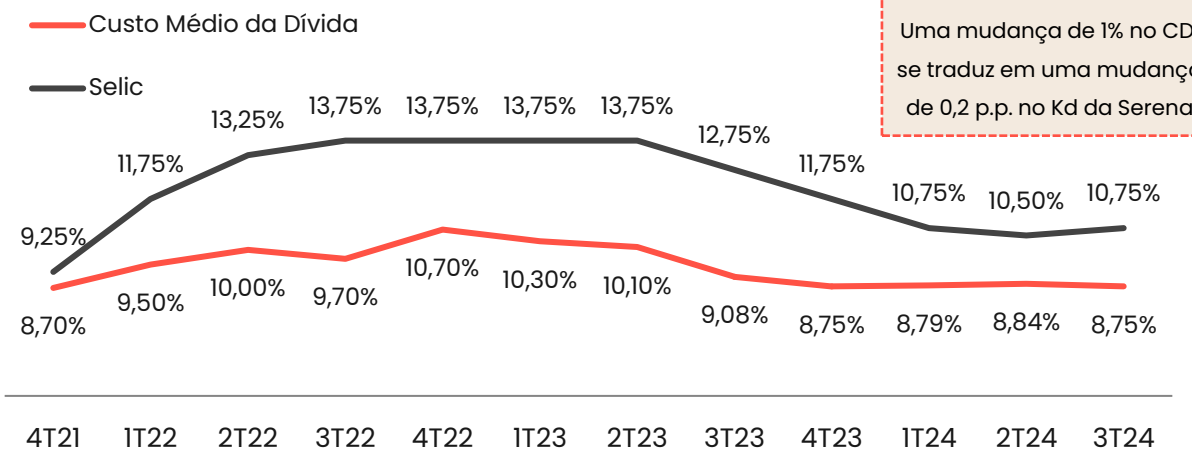
(Em 30 de setembro de 2024)

Prazo Médio:
5,1 anos (QoQ estável)

Custo nominal médio:
8,75% a.a. (QoQ estável)

Custo Nominal Médio da Dívida (%)³

Braço operacional + desenvolvimento (Serena Energia)



Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Tax Equity desembolsado em 02-fev-2024 sem obrigação de amortização ([Comunicado ao Mercado](#)) (2) Resultante de premissas de longo prazo de IPCA, CDI, TJLP, SOFR e taxa de câmbio.. (3) Não considera o swap da SOFR do Term Loan.

POSIÇÃO DE CAIXA (Em 30 de setembro de 2024) – análise QoQ¹

Caixa Total² aumentou R\$ 113,8 mm para R\$ 1,81 bilhão, 7% acima do 2T24:

- **As entradas** foram de um total de R\$ 441,6 mm, sendo R\$ 339,0 mm de operações e R\$ 102,6 milhões de novas dívidas captadas.
- **As saídas** foram compostas por R\$ 327,9 mm, principalmente relacionadas a despesas com o serviço da dívida. Nosso capex de crescimento foi principalmente relacionado às nossas implantações em andamento de GD (100% de participação; R\$ 24,7 mm de ajuste de participação), enquanto houve alguns gastos residuais em Goodnight e Assuruá 4&5. Nosso capex recorrente em ativos operacionais e desenvolvimento de pipeline permaneceu dentro de nossas expectativas.

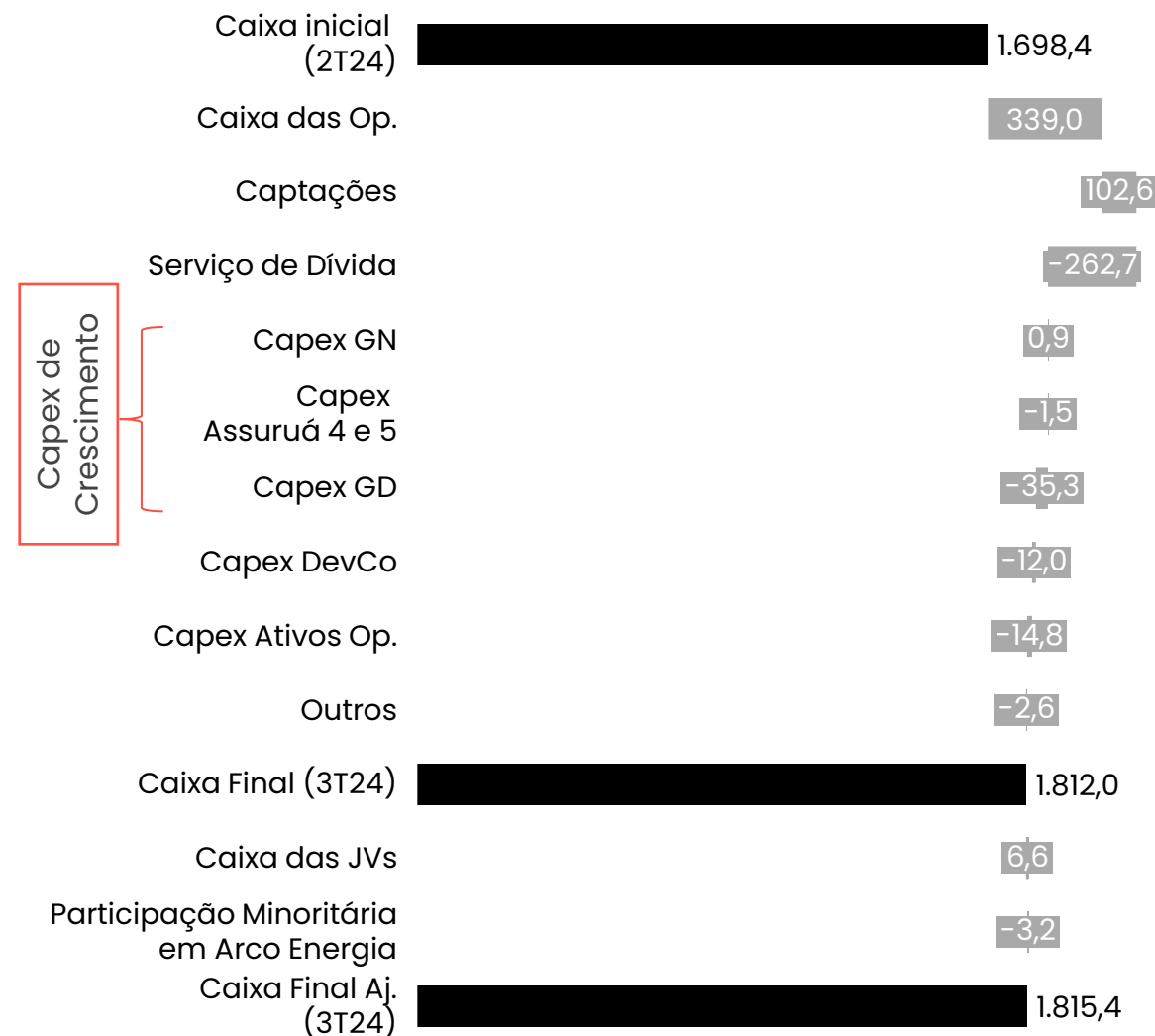
ABERTURA CAPEX

Capex de ativos operacionais: Inclui diferentes tipos de iniciativas da nossa equipe de gestão de ativos, para melhorar o desempenho da frota de aerogeradores, por exemplo. Além disso, inclui custos de manutenção que não são cobertos pelos contratos de O&M *Full-Scope* (*Balance of Plants - BoP*) ou de nossos ativos de geração distribuída e PCHs.

Capex de desenvolvimento: Inclui todas as despesas relacionadas ao desenvolvimento e à estruturação de projetos antes do NTP.

Capex de crescimento: Relacionado a todas as despesas de projetos específicos de novos ativos em fase de implantação.

3T24 x 2T24 – Posição de Caixa (R\$ milhões)








GUIDANCE 2024 - UPDATE

EBITDA do 9M24 de R\$ 1.194,1 milhões foi abaixo do esperado para o período, principalmente devido a recursos mais fracos, atrasos das conexões com as distribuidoras dos novos projetos de Geração Distribuída, preços de curto prazo mais baixos do que o esperado no Texas, devido às temperaturas mais amenas na região e impactos de *curtailment*.

Mantemos nosso guidance EBITDA 2024 atualizado em Ago/24.

Indicador	Unidade	2024E ²
Centro EBITDA ¹ Ajustado	R\$ milhões	1.821
Intervalo EBITDA ¹ Ajustado	R\$ milhões	1.721 a 1.920

As **metas puras de sustentabilidade das nossas Metas Corporativas de 2024¹ impactam a remuneração variável de todos os coempresários²**, incluindo os executivos estatutários. Em linha com a estratégia da empresa, as ambições para 2024 foram vinculadas aos temas materiais de sustentabilidade e aos ODS prioritários (4, 7, 8, 9 e 13).


Tema Material	ODS	Ambição 2024	Resultados 2024	Status
Responsabilidade socioambiental		Contribuir, como Associada Fundadora, para o aumento do alcance e do impacto positivo do Instituto Janela para o Mundo.	Nosso impacto cresceu com 1.747 alunos matriculados em nossos cursos, superando a meta de 1.440 e aumentando em 31% em relação a 2023 . Em parceria com o Instituto Janela para o Mundo, a Escola Municipal Maria de Lourdes Pinheiro Machado, de Ilha Grande/PI, obteve a maior nota do IDEB (Índice de Desenvolvimento da Educação Básica) entre as escolas locais nos anos iniciais e ficou entre as três primeiras nos anos finais. Além disso, 18 alunos da escola foram preparados para a Olimpíada de Matemática do Mandacaru , resultando em 6 prêmios individuais . No Maranhão, lançamos o turno da noite, superando a expectativa de 120 alunos e atingindo 163 matriculados .	●
		Realizar a terceira edição do Projeto de Desenvolvimento de Fornecedores, que inclui treinamento, qualificação e análise documental dos critérios ESG dos fornecedores considerados prioritários para as atividades da Empresa.	Em andamento.	●
Estratégia climática		Monitorar as emissões de carbono evitadas por meio da produção de energia em 2024 para cumprir a agenda de carbono de 2027.	Neste ano (janeiro a setembro), foram gerados 7.304,5 GWh de energia limpa , evitando aproximadamente 72 tCO₂ por GWh⁴ .	●
Eficiência energética		Expandir o portfólio sustentável da empresa nas Américas.	Em andamento.	●
Inovação e resiliência nos negócios		Desenvolver e promover o crescimento da Plataforma de Energia por meio de um aumento no volume de transações e do lançamento de novos produtos.	No 3T24, expandimos nossa solução de Geração Distribuída para mais um estado, o Mato Grosso , elevando nossa presença para um total de 11 estados, atendendo a 2.857 municípios. Crescemos nossa base de clientes em 82% e aumentamos o volume de energia comercializada em 75% em relação ao 2T24.	●

Notas: (1) As metas puramente ligadas à sustentabilidade não incluem metas relacionadas à expansão de nosso portfólio renovável. (2) Exceto jovens aprendizes (aqueles sob o regime jurídico do "Jovem Aprendiz"). (3) Janela para o Mundo nasceu em 2017 como um programa de investimento social privado da Serena Energia e, em 2022, foi transformada em um instituto - uma associação sem fins lucrativos - com foco em educação e geração de renda. Para saber mais, acesse <https://janelaparaomundo.org/>. Usamos como referência os dados de emissão fornecidos pelo MCTI (2024, Brasil) e pelo Electricity Maps (2023, EUA), portanto, os dados podem estar sujeitos a alterações.

Status

- Em Andamento
- Concluído
- Não Concluído

As **metas puras de sustentabilidade das nossas Metas Corporativas de 2024¹ impactam a remuneração variável de todos os coempresários²**, incluindo os executivos estatutários. Em linha com a estratégia da empresa, as ambições para 2024 foram vinculadas aos temas materiais de sustentabilidade e aos ODS prioritários (4, 7, 8, 9 e 13).

Tema Material	ODS	Ambição 2024	Resultados 2024	Status
Saúde e segurança		Evoluir nas práticas do Sistema de Gestão de Saúde e Segurança, garantindo o fortalecimento da cultura de Segurança da Empresa.	No 3T24, demos continuidade às ações previstas no plano anual de Saúde e Segurança Ocupacional . Destaca-se a realização do 1º Workshop de Liderança em Segurança , que contou com a participação de 30 líderes em São Paulo . Também realizamos uma revisão das qualificações dos fornecedores, incorporando os Requisitos para Atividades Críticas (RACs) e a criação de Permissões de Trabalho vinculadas aos RACs.	●
Atração, desenvolvimento, e retenção de funcionários		Implementar iniciativas que contribuam para o desenvolvimento de coempresários, com atenção especial ao desempenho do negócio de varejo e ao desenvolvimento da liderança da empresa.	Em progresso.	●

Notas: (1) As metas puramente ligadas à sustentabilidade não incluem metas relacionadas à expansão de nosso portfólio renovável. (2) Exceto jovens aprendizes (aqueles sob o regime jurídico do "Jovem Aprendiz").

Status

● Em progresso

● Completado

● Não completo

Clique [aqui](#) para
Fazer parte e compartilhar
a energia da prosperidade



Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Demonstrações Financeiras e Dados Operacionais



Impacto Tax Equity nas Demonstrações Financeiras IFRS 9M24: Build Up para Visão Caixa Ajustado (BRL mm)

VISÃO BALANÇO PATRIMONIAL

Indicadores	Impacto	Δ
Ativos Circulantes		- \$ 35,8 mm
Outros Créditos	Receita PTC (Goldman)	- \$ 35,8 mm
Passivo Circulante		- \$ 52,2 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Efeito IFRS de juros acruados	- \$ 52,2 mm
Passivo Não Circulante		- \$ 914 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Desembolso Tax Equity	- \$ 914 mm
Patrimônio Líquido		+ \$ 930,4 mm
Participação dos não controladores	Desembolso Tax Equity	+ \$ 914 mm
Perdas acumuladas	Resultado P&L	+ \$ 16,4 mm

FLUXO DE CAIXA

Indicadores	Impacto	Δ
Prejuízo antes do impostos sobre a renda	Líquido do P&L	- \$ 16,4 mm
Ajustes		+ \$ 52,2 mm
Juros acruados sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamentos	Efeito IFRS de juros acruados	+ \$ 52,2 mm
Mudanças em ativos/passivos		- \$ 35,8 mm
Tax Credit	Receita PTC – não-Cash	- \$ 35,8 mm
Fluxo de Caixa das atividades de financiamento		\$ 0 mm
Levantamento de dívida	Tomada de empréstimo-ponte	- \$ 914 mm
Capitalização do acionista não controlador na subsidiária	Desembolso Tax-Equity	+ \$ 914 mm
Impacto líquido no Fluxo de Caixa	Soma dos ajustes acima	+ \$ 0 mm

P&L

Indicadores	Impacto	Δ
Receitas		- \$ 35,8 mm
(1) Receitas	Receita PTC – Part. Goldman Sachs	- \$ 35,8 mm
Resultado Financeiro Líquido		+\$ 52,2 mm
(2) Despesas Financeiras	Efeito IFRS de juros acruados	+ \$ 52,2 mm
Lucro Líquido (Prejuízos) no período		\$ 0 mm
Acionistas Controladores (Serena)	Distribuição de Caixa Tax Equity	- \$ 1,0 mm
Acionista não controlador (Parceiro Tax Equity)	Distribuição de Caixa Tax Equity	+ \$ 1,0 mm
Impacto P&L	Soma dos ajustes acima [(1) + (2)]	+ \$ 16,4 mm

Ativo (R\$ milhões)	3T24	2T24	3T23
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	1.253,3	1.347,3	758,5
Clientes	491,9	381,0	365,6
Tributos a recuperar	118,0	193,9	110,4
Partes relacionadas	28,5	10,4	0,2
Contratos futuros de energia	725,3	242,9	815,6
Outros	147,6	137,1	71,9
Total ativo circulante	2.764,5	2.312,7	2.122,2
Ativo não circulante			
Caixa Restrito	558,8	351,1	243,3
Clientes	36,1	19,3	53,7
Impostos Recuperáveis	33,2	28,6	20,0
Partes Relacionadas	71,4	60,7	80,5
IRPJ e CSLL diferidos	3,0	3,6	2,0
Contratos futuros de energia	443,4	414,8	1.629,5
Outros	83,1	88,7	97,8
Total	1.229,0	966,8	2.126,8
Investimentos	57,8	57,7	982,8
Imobilizado	13.488,4	13.612,5	11.146,0
Intangível	2.358,1	2.396,3	1.567,5
Total	15.904,3	16.066,6	13.696,4
Total ativo não circulante	17.133,3	17.033,4	15.823,2
Total ativos	19.897,8	19.346,1	17.945,4

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	3T24	2T24	3T23
Passivo circulante			
Fornecedores	334,7	273,8	252,4
Empréstimos, financiamento e debêntures	1.516,1	2.466,2	3.184,7
Obrigações trabalhistas e tributárias	163,1	127,4	119,8
Passivos de arrendamento	15,5	14,7	12,8
Partes relacionadas	23,0	23,0	0,1
Contratos futuros de energia	650,3	197,1	796,9
Contas a pagar aquisição de empresas	70,3	68,0	69,8
Outros	27,6	40,4	26,4
Total passivo circulante	2.800,5	3.210,5	4.463,0
Passivo não circulante			
Fornecedores	96,1	120,4	217,0
Empréstimos, financiamento e debêntures	9.988,0	9.076,7	6.072,3
Passivos de arrendamento	205,8	206,1	156,7
IRPJ e CSLL diferidos	542,3	544,7	69,9
Contratos futuros de energia	256,9	220,2	1.474,7
Contas a pagar aquisição de empresas	86,8	88,6	131,0
Outros	519,1	511,3	249,9
Total passivo não circulante	11.695,1	10.767,8	8.371,6
Total passivo	14.495,6	13.978,3	12.834,6
Patrimônio líquido			
Capital social	4.439,4	4.439,4	4.439,4
Ações em tesouraria	-0,3	-0,3	-
Reservas de capital	176,1	176,1	178,7
Reservas de lucro	653,0	653,0	590,2
Ajustes de avaliação patrimonial	-0,2	10,4	-46,1
Lucros (prejuízos) acumulados	71,3	35,1	-82,2
Total	5.339,2	5.313,6	5.080,0
Participação dos não controladores	63,0	54,2	30,8
Total patrimônio líquido	5.402,2	5.367,8	5.110,8
Total passivo e patrimônio líquido	19.897,8	19.346,1	17.945,4

Demonstrações de Resultado (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita	1.060,1	865,8	22%	761,1	39%	2.509,1	2.058,6	22%
Custos operacionais e de manutenção e compras	-509,0	-392,7	30%	-363,7	40%	-1.213,5	-1.091,7	11%
Despesas gerais e Administrativas	-47,9	-48,4	-1%	-47,9	0%	-126,9	-108,5	17%
Outras receitas (despesas) operacionais	-2,9	-11,1	-74%	-3,2	-7%	362,0	-8,8	n.a.
Equivalência Patrimonial	4,0	30,5	-87%	3,4	17%	10,4	56,5	-82%
EBITDA	504,2	444,1	14%	349,8	44%	1.541,2	906,2	70%
Depreciação e Amortização	-192,8	-116,5	66%	-190,2	1%	-544,0	-339,9	60%
EBIT	311,4	327,6	-5%	159,7	95%	997,2	566,3	76%
Resultado financeiro líquido	-248,2	-193,4	28%	-244,3	2%	-731,4	-582,9	25%
Receitas financeiras	43,7	25,0	75%	35,0	25%	105,6	95,5	11%
Despesas financeiras	-291,9	-218,4	34%	-279,4	4%	-837,0	-678,4	23%
EBT	63,3	134,2	-53%	-84,7	-175%	265,8	413,7	-36%
IR/CSLL	-25,8	-31,7	-19%	-17,9	44%	-195,4	-66,2	195%
Lucro (prejuízo) líquido	37,5	102,5	-63%	-102,6	-137%	70,4	347,5	-80%

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
EBT	63,3	134,2	-53%	-84,7	-175%	265,8	-16,6	n.a.
Ajustes	391,3	204,1	92%	417,2	-6%	776,9	783,2	-1%
Δ Capital de Giro	-142,7	-9,9	n.a.	-64,8	120%	-144,0	90,4	-259%
Dividendos recebidos	4,0	10,3	-61%	-	n.a.	7,9	19,7	-60%
Juros pagos	-170,2	-177,2	-4%	-213,7	-20%	-744,1	-551,3	35%
Impostos de renda pagos	-14,6	-7,5	95%	-17,8	-18%	-52,8	-32,2	64%
Fluxo de caixa das atividades operacionais	131,0	153,9	-15%	36,2	262%	109,8	293,2	-63%
Aquisição de investimentos	-	-	n.a.	-4,4	-100%	233,4	-	n.a.
CAPEX	-62,7	-451,3	-86%	-128,6	-51%	-311,8	-1.891,8	-84%
Resgate (aplicação) financeiras, líquido – caixa restrito	-47,3	11,3	-520%	-317,8	-85%	-415,9	80,7	-615%
Fluxo de caixa das atividades de investimento	-110,0	-440,0	-75%	-450,8	-76%	-494,3	-1.811,1	-73%
Captação de dívida	102,6	496,2	-79%	448,8	-77%	2.515,5	1.312,9	92%
Amortizações	-92,5	-203,5	-55%	-266,8	-65%	-2.083,3	-530,6	293%
Integralização de capital por acionista não controlador	7,5	12,4	-40%	9,9	-24%	26,9	28,9	-7%
Arrendamentos pagos	-9,3	-4,9	90%	-5,5	70%	-20,2	-15,7	28%
Prêmio pago por outorga de opções de ações	-	7,3	n.a.	-	n.a.	-	7,3	n.a.
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	8,3	307,5	-97%	186,4	-96%	439,0	802,8	-45%
Aumento (redução) líquido em caixa	29,3	21,4	37%	-228,3	-113%	54,4	-715,1	-108%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	82,4	736,6	-89%	307,5	-73%	53,6	1.473,0	-96%
Variação cambial	-0,8	0,4	-287%	3,2	-124%	2,9	0,6	402%
Caixa e equivalente de caixa no final do período	110,9	758,5	-85%	82,4	35%	110,9	758,5	-85%

Balanço Patrimonial – visão 100%

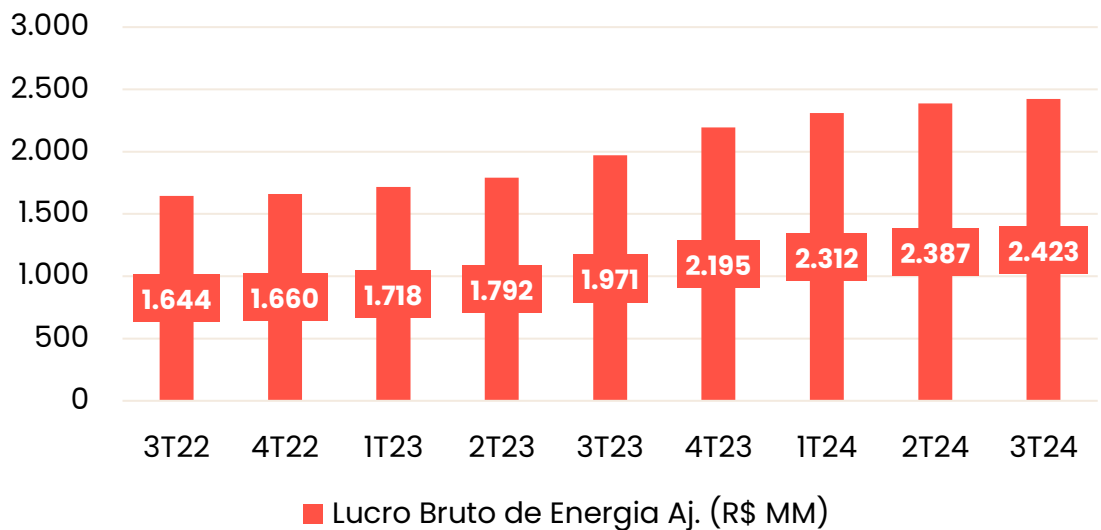
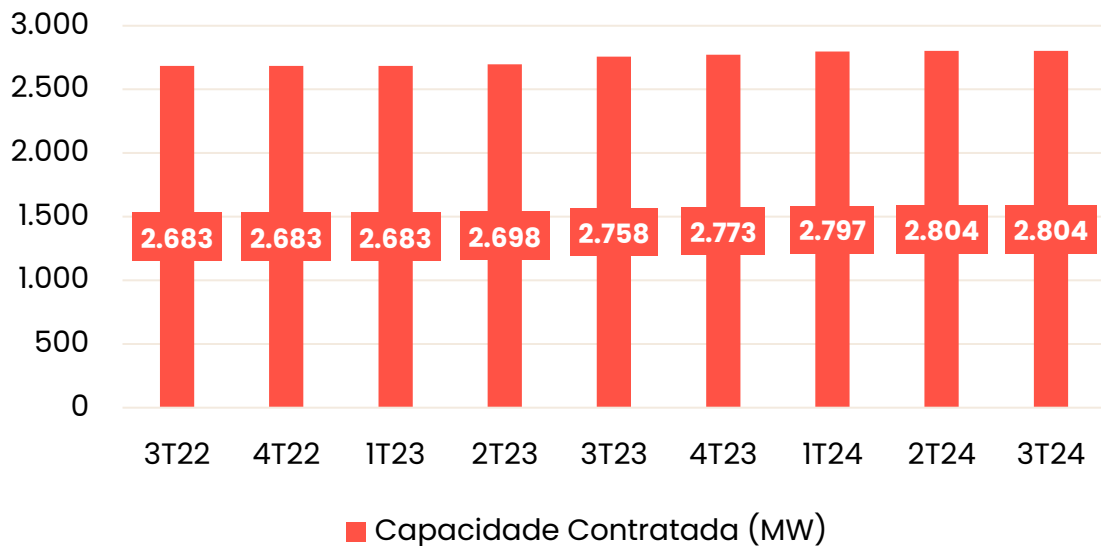
Ativo (R\$ milhões)	3T24	2T24	3T23
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	9,6	10,2	32,5
Clientes	4,4	3,4	3,1
Outros	2,0	2,1	1,7
Total ativo circulante	16,0	15,7	37,4
Ativo não circulante			
Caixa restrito	3,4	3,3	3,2
Outros créditos	1,2	1,2	1,2
Imobilizado	82,0	81,5	83,4
Ativos intangíveis	7,6	7,8	8,4
Total ativo não circulante	94,2	93,8	96,1
Total ativo	110,2	109,5	133,5
Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	3T24	2T24	3T23
Passivo circulante			
Fornecedores	2,5	0,6	0,7
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2,2	3,9	6,6
Obrigações trabalhistas e tributárias	1,6	1,0	1,3
Outras obrigações	0,3	0,6	0,2
Total passivo circulante	6,7	6,1	8,8
Passivo não circulante			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	2,2
Outras obrigações	0,3	0,3	0,2
Total passivo não circulante	0,3	0,3	2,4
Total passivo	7,0	6,4	11,2
Patrimônio líquido			
Capital	41,4	41,4	41,4
Reservas de lucro	40,0	47,7	54,0
Lucros (prejuízos) acumulados	21,8	14,1	26,9
Total patrimônio líquido	103,1	103,1	122,3
Total passivo e patrimônio líquido	110,2	109,5	133,5

D. Financial Statements & Operating Data

Balance Sheet and Income Statement (Pipoca JV)

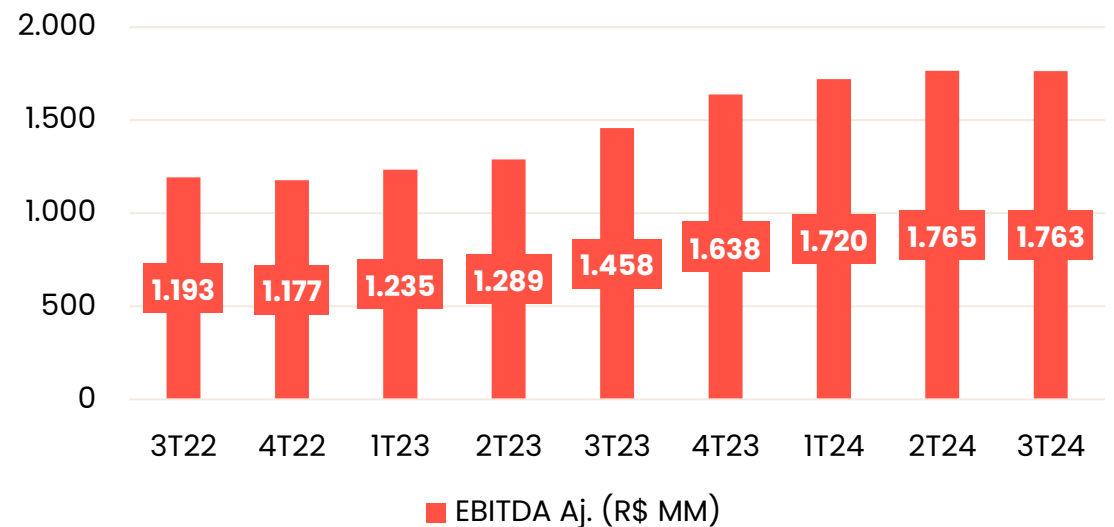
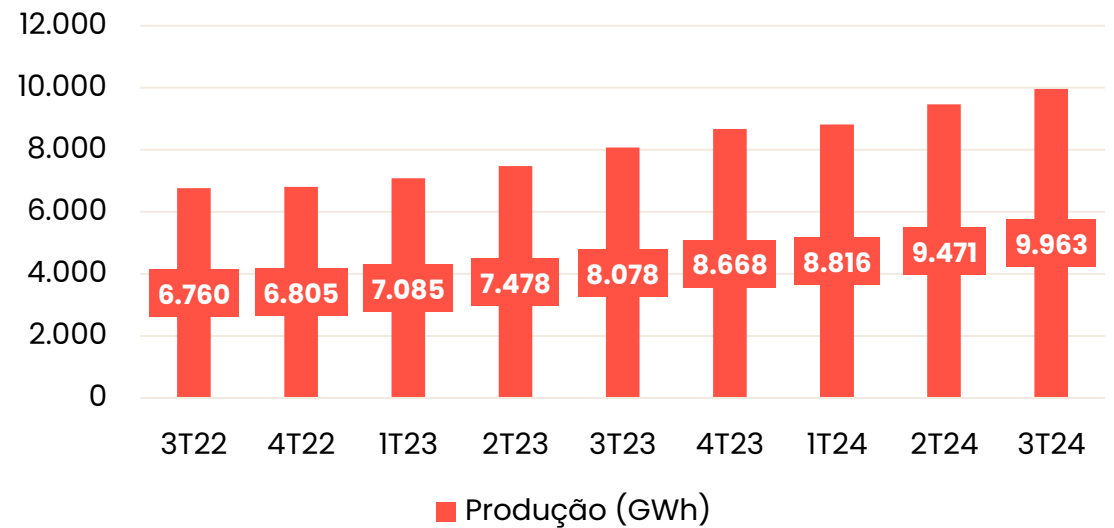
Demonstrações de Resultado – visão 100%

Demonstrações de Resultado (R\$ milhões)	3T24	3T23	Var.	2T24	Var.	9M24	9M23	Var.
Receitas	12,9	9,3	38%	9,3	38%	32,2	36,2	-11%
Total Custos e Despesas	-3,8	-2,2	77%	-1,2	228%	-6,6	-5,7	15%
EBITDA	9,0	7,1	27%	8,2	11%	25,7	30,5	-16%
Depreciação e Amortização	-1,0	-1,0	2%	-1,1	-1%	-3,0	-3,1	-1%
EBIT	8,0	6,1	31%	7,1	12%	22,6	27,4	-18%
Resultado Financeiro Líquido	0,2	0,7	-68%	0,1	147%	0,4	1,5	-75%
Receitas financeiras	0,3	0,9	-68%	0,2	47%	0,7	2,3	-69%
Despesas financeiras	-0,1	-0,2	-68%	-0,1	-36%	-0,3	-0,8	-59%
EBT	8,2	6,8	20%	7,2	14%	23,0	29,0	-21%
IR/CSLL	-0,5	-0,6	-17%	-0,4	40%	-1,2	-2,1	-40%
Lucro (prejuízo) Líquido	7,7	6,2	24%	6,8	13%	21,8	26,9	-19%



E. Demonstrações Financeiras & Dados Operacionais

Gráficos Indicadores Chave – Últimos 12 meses



Para informações mais detalhadas, por favor acesse nossa **Planilha Financials Completa**, disponível em nosso site de Relações com Investidores.

<https://ri.srna.co>

Relações com Investidores

ri@srna.co

Tel.: +55 (11) 3254-9810

Disclaimer: Esta apresentação não constitui uma oferta, ou um convite ou solicitação de oferta, para subscrever ou comprar quaisquer valores mobiliários emitidos pela Companhia. Esta apresentação pode conter declarações prospectivas. Essas declarações prospectivas são apenas previsões e não são garantias de desempenho futuro. Tais declarações prospectivas estão e estarão sujeitas a muitos riscos, incertezas e fatores que podem afetar os resultados reais da Companhia de modo que eles sejam materialmente diferentes de quaisquer resultados futuros expressos ou implícitos em tais declarações prospectivas. Os leitores são advertidos a não confiar em tais declarações prospectivas para tomar qualquer decisão de investimento ou de negócios. Nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, é feita com relação à precisão, imparcialidade ou integridade das informações aqui apresentadas. A Empresa não assume nenhuma obrigação de atualizar ou corrigir este material ou qualquer informação nele contida.

Earnings Release

3Q24



3Q24 Key Indicators

Energy Production¹

3,037.6 GWh

19% ↑ YoY
(3Q24 X 3Q23)

Energy Gross Profit²

R\$ 676.3 million

6% ↑ YoY
(3Q24 X 3Q23)

Unit Gross Profit³

R\$ 223.6/ MWh

11% ↓ YoY
(3Q24 X 3Q23)

EBITDA²

R\$ 491.0 million

0% ↓ YoY
(3Q24 X 3Q23)

Total Cash²

R\$ 1.82 billion

7% ↑ QoQ
(3Q24 x 2Q24)

Energy Platform Gross Profit⁴

R\$ 24.9 million

R\$ 18.0 million ↓ YoY
(3Q24 x 3Q23)

Net Debt²

R\$ 8.61 billion

1% ↓ QoQ
(3Q24 x 2Q24)

Net Income²

+R\$ 46.6 million

R\$ 56.0 million ↓ YoY
(3Q24 x 3Q23)

<u>Summary</u>	<u>4</u>
<u>A. Our Businesses</u>	<u>5</u>
<u>1. Energy Balance & Platform</u>	<u>7</u>
<u>2. Asset Management</u>	<u>10</u>
<u>3. Development</u>	<u>16</u>
<u>B. Financial Performance</u>	<u>19</u>
<u>C. 2024 Outlook</u>	<u>31</u>
<u>D. Sustainability Metrics</u>	<u>32</u>
<u>E. Financial Statements & Operating Data</u>	<u>35</u>



3Q24 SUMMARY

Our EBITDA¹ for the first nine months of 2024 (9M24) totaled R\$ 1.19 billion, 12% higher than the same period in 2023. In 3Q24, we produced 3,037.6 GWh (vs. 2,547.0 GWh in 3Q23), with a gross profit³ of R\$ 676.3 million (vs. R\$ 547.2 million in 3Q23) and EBITDA¹ of R\$ 491.0 million (vs. R\$ 493.1 million in 3Q23). Our 9M24 cash earnings reached R\$ 317.0 million (cash earnings ex-growth capex is a better proxy for measuring our earnings power, given that our recurring capex is substantially lower than accounting depreciation), which translates into an annualized 8% earnings yield.

Our 9M24 EBITDA¹ was below our expectations, mainly due to (i) weaker resources (8.5% below YTD), (ii) connection delays with utilities for our new distributed generation projects (0.8% of energy production at the portfolio level), (iii) lower-than-expected spot prices in Texas due to milder temperatures in the region, and (iv) curtailment impacts (3.3% at the portfolio level in energy production). Despite this rare combination of challenges, we believe that 4Q24 could show better performance than 3Q24 due to (a) stronger energy platform results, (b) better asset-level margins, (c) reduced curtailment, and (d) more DG plants connected to the grid. Therefore, we have maintained our full-year guidance and estimate that combined EBITDA for 2023-24 will be close to our initial R\$ 3.5 billion guidance, which would keep Serena consistently in line with its business plan since the IPO. The accumulated deviation for 2023+2024 compared to our original business plan, at the center of the 2024 guidance (R\$ 1.82 billion), would be 1%, and 4% at the low end of the guidance (R\$ 1.72 billion).

Looking ahead, we remain confident about the fundamentals of renewable generation and our positioning in both the US and Brazil. Our diversification into the US has created a valuable track record (Goodnight 1) and network, positioning us to execute in a vibrant market with growing renewable energy prices, sustained by surging demand related to data & AI, electric mobility, net-zero goals, supportive sector policies, etc. The opportunity set for accretive capital allocations in the US is tangible, and our goal to diversify both our asset base and capital structure remains a strong possibility for the near future. We are working with various US-based clients to develop renewable energy supply models that meet their needs and are optimistic about securing new off-take agreements for such new loads, which tend to select renewable sources when possible. For example, tech companies are facing a growing demand for data centers that operate continuously, often at high energy levels, making it more complex to balance carbon-neutral goals.

Our Brazilian operating portfolio combines solid inflation protection (all off-take agreements are inflation-linked), long-term contracted/predictable cash flows (~97% of our output for 2025-33 is sold), and a low cost of debt (nominal Kd of 8.75%) backed by long-term financing structures. These structural elements result in a high-value set of very long-term cash flows, with growing cash earnings margins in real terms. On top of that, (i) we expect an increase in our EBITDA of up to 4.5% on average over the next 10 years, driven by new off-take agreements signed since our optimization initiatives began in 2023, (ii) our energy platform shows positive signs regarding its ability to maintain a solid growth pace in the coming years after a record Gross Profit in 2024, arising from a growing number of clients and products (DG, Free Market, etc.), and (iii) new investment opportunities will eventually arise, given Brazil's world-class natural resources. Brazil's potential to become a major provider of renewable power for green products (green hydrogen, green steel, green fertilizers, etc.) is not a question of "if," but "when." We have been diligently working to make Brazil an attractive destination for new large global energy loads. As an example, we have actively supported the creation of the Brazilian green hydrogen regulatory framework.

Our leverage reached 4.86x at the end of the quarter, a 1.3x reduction YoY (and virtually flat QoQ), and our cash coverage ratios are being comfortably managed following the raising of long-term lines for Goodnight 1 and Assuruá 4 & 5. With both Assuruá 5 and Goodnight 1 reaching a full year since their respective CODs in the coming months, as well as our high EBITDA-to-cash conversion rate (>80%), we expect debt ratios to continue falling in the upcoming quarters.

As investors, we foresee a long-lasting opportunity set that can be uniquely pursued by a company with our skill set, along with a strong combination of assets and cash flows that build a safe harbor to protect real value in an environment with higher inflation and interest rates. As asset managers, we value the resilience of our results during 2023 and 2024 and are confident that the rare combination of headwinds seen in 2024 will fade throughout 2025: (i) curtailment impacts should be smaller, given increased grid capacity and the positive hourly generation profile of our portfolio; (ii) US renewable power prices should remain healthy, with potential positive outcomes in our long-term commercial initiatives, reducing our exposure to short-term price swings; (iii) our DG assets will have their connection delays caused by utilities fully resolved; and (iv) natural resources will likely return to the mean in Assuruá and Delta.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Adjusted. Considers the pro-rata stake of Serena's investment 51% in Pipoca and 70% in Distributed Generation JV with Apolo - Arco Energia S.A.). Net of Tax Equity's IFRS effects and non-recurring items. The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). The Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia and no longer has a stake in Pirapora (a) in its Balance Sheet from 1Q24 on and (b) in its results from 2Q24 on. (2) Considers 100% stake in Pipoca and DG Projects. (3) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production. (4) Does not consider revenue from Environmental Attributes.

3Q24 HIGHLIGHTS

Energy Production²

- 3,037.6 GWh Energy : +19% YoY

Profitability

- R\$ 223.6/MWh Unit Gross Profit⁴: -11% YoY
- R\$ 676.3 mm Energy Gross Profit³: +6% YoY
- R\$ 491.0 mm EBITDA¹: in line YoY
- R\$ 46.6 mm Net Income¹: -55% YoY
- R\$ 210.3 mm cash earnings: -3% YoY

Cash and Financing

- Cash Flow from Operations¹ of R\$ 409.0 mm: -1% YoY
- R\$ 1.82 bn Adj. Total Cash¹: +7% QoQ and +38% YoY
- R\$ 8.61 bn Adj. Net Debt¹: -1% QoQ and -7% YoY
- Serena Geração Net Debt / EBITDA: 2.8x (Vs 4.5x Covenant)

Development

- All Distributed Generation approved projects (except projects not yet started) with assembly and civil completed
- 24 DG plants already connected (64.4 MW) by Oct. 2024.
- 13 DG plants awaiting connection (32.0 MW) by Oct. 2024

Other

- R\$ 81.5 mm 9M24 Energy Platform Gross Profit⁵: +R\$ 29.0 mm YoY
- 15y PPA with Scala Data Centers
- Expansion of the partnership with Odata

MAIN INDICATORS

Indicators	Unit	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Energy Platform									
Energy Sales	GWh	1,488	1,815	-18%	1,362	9%	3,914	4,735	-17%
Energy Balance – Asset Portfolio									
Contracted Installed Capacity ¹	MW	2,803.7	2,758.4	2%	2,803.7	0%	2,803.7	2,758.4	2%
Assured Energy sold through Energy Offtake Agreements (2024-33) ^{1,2}	%	94%	90%	4 p.p.	92%	2 p.p.	94%	90%	4 p.p.
P50 sold through Energy Offtake Agreements (2024-33) ^{1,3}	%	90%	88%	2 p.p.	88%	2 p.p.	90%	88%	2 p.p.
Avg. Sales Price (2024-33) ^{1,4}	R\$/MWh	223.2	218.0	2%	218.2	2%	223.2	218.0	2%
Asset Management									
Operating Installed Capacity	MW	2,769.2	2,174.2	27%	2,704.8	2%	2,769.2	2,174.2	27%
Energy Production ¹	GWh	3,037.6	2,547.0	19%	2,315.0	31%	7,303.5	6,010.0	22%
Gross Resource	GWh	3,456.2	2,708.4	28%	2,701.5	28%	8,322.2	6,601.6	26%
Asset Availability	GWh	5,714.7	4,911.1	16%	5,579.8	2%	16,853.7	13,902.6	21%
Availability	%	94.7%	94.1%	0.7 p.p.	94.3%	0.4 p.p.	95.1%	94.6%	0.5 p.p.
Adj. Availability ⁵	%	97.0%	97.2%	-0.1 p.p.	96.4%	0.7 p.p.	96.7%	97.6%	-0.9 p.p.
Development⁶									
Assuruá 5 Execution (243.6 MW)	%	100%	94%	6 p.p.	100%	0 p.p.	100%	94%	6 p.p.
Goodnight 1 Execution (265.5 MW)	%	100%	91%	9 p.p.	100%	0 p.p.	100%	91%	9 p.p.
DG Execution (98.9 MW)	%	65%	3%	63 p.p.	35%	30 p.p.	65%	3%	63 p.p.
DG Launched (108.5 MW)	%	91%	69%	22 p.p.	91%	0 p.p.	91%	69%	22 p.p.
Pipeline	MW	6,540.8	6,418.6	2%	6,540.8	0%	6,540.8	6,418.6	2%

1

Energy Platform & Balance

2


Asset Management

3

Development⁶

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results and no longer has a stake in Pirapora. Considers 100% in Pipoca. (2) For BR Portfolio considers grid and internal losses. (3) P50 net of wake effects impact from all expansions and balanced by operational data. Considers BR Portfolio grid an internal losses. (4) Average prices for database Jan/01/2024 for 3Q24 and database Jan/01/2023 for 3Q23. Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments for 3Q23. Considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3 from 2Q24 on. (5) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual restitution by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability). (6) Considers project status at data at the end of the quarter.



 serena

Assuruá Complex – 808.1 MW

ENERGY BALANCE PORTFOLIO BREAKDOWN

Energy Resources & Energy Sales

Forward Output Sold

Average Price⁹

Energy Portfolio Distribution ¹ [MWavg.]	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033 ⁹
Total Resources Under Management (A)	1,300.1	1,526.5	1,427.9	1,422.9	1,438.9	1,309.9
Assured Energy – Wind (BR) ²	1,061.0	1,082.1	1,082.1	1,082.1	1,082.1	1,082.1
Assured Energy – Hydro (BR)	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
Assured Energy – Solar (BR)	10.6	-	-	-	-	-
Distributed Generation – P50 – Solar (BR)	26.5	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Certified P50 – Wind (US)	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
Purchase for Resale (BR)	61.0	272.7	174.0	169.0	185.0	56.0
Energy Sales (B)	1,183.5	1,492.3	1,364.2	1,366.0	1,389.2	1,207.2
Regulated Market (BR)	509.1	514.7	514.7	514.7	514.1	509.8
Free Market (BR) ³	597.7	896.7	768.6	770.4	794.2	616.5
Revenue Put (US)	50.2	50.2	50.2	50.2	50.2	50.2
Distributed Generation – Solar (BR)	26.5	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Uncontracted Energy (C = A-B)	116.6	34.3	63.7	56.9	49.7	102.7
Forward Output Sold [%] (D = B/A)	91%	98%	96%	96%	97%	92%
Sold Energy (@Assured Energy) ⁴	91%	98%	96%	96%	97%	92%
Unsold Energy (@Assured Energy)	9%	2%	4%	4%	3%	8%
Unsold Energy (@P50) ⁵	13%	6%	8%	8%	7%	12%
Average Sales Price⁹ [R\$/MWh]	227.4	220.4	225.3	224.6	219.0	222.7
Regulated Market ^{1,6} (R\$/MWh)	245.4	240.8	240.8	240.8	240.7	235.8
Free Market ^{1,6} (R\$/MWh)	212.0	201.3	205.3	202.6	194.1	199.8
Merchant Price – Goodnight (U\$/MWh) ⁷	15.5 (R\$ 84.7)	33.7 (R\$ 183.5)	37.6 (R\$ 204.7)	41.9 (R\$ 228.3)	39.8 (R\$ 217.2)	37.0 (R\$ 201.8)
Distributed Generation (R\$/MWh) ⁸	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments (50% stake in Pirapora and Ventos da Bahia 1, 2 and 3 and 51% in Pipoca) for 1Q24. From 2Q24 on, after the conclusion of the asset swap with EDFR (see more on the [Notice to Market](#)), considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3. (2) Considers BR Portfolio grid and internal losses. Considers the certified P90 of Assuruá 4 and Assuruá 5 as assured energy. (3) Free Market contracts includes traditional PPAs and self-production like arrangements already closed (Delta 7 and 8, Chui, Assuruá 4 and Assuruá 5). (4) For BR Portfolio, assumes Assured Energy. (5) For BR Portfolio, assumes P50 (net of grid and internal losses). (6) Average prices for database Jan/01/2024. (7) Exchange rate of 5.45 BRL/USD. Considers the calculated captured ratio from the ICE for forward prices. (8) Does not consider the annual variation in tariffs. (9) Weighted average.

PORTFOLIO HIGHLIGHTS

Energy Balance

Currently, ~94% of our 10-year Assured Energy output is contracted. New (completed and to be completed) energy offtake transactions for our existing portfolio have the potential to impact our EBITDA in ~4.5% during the next 10 years.

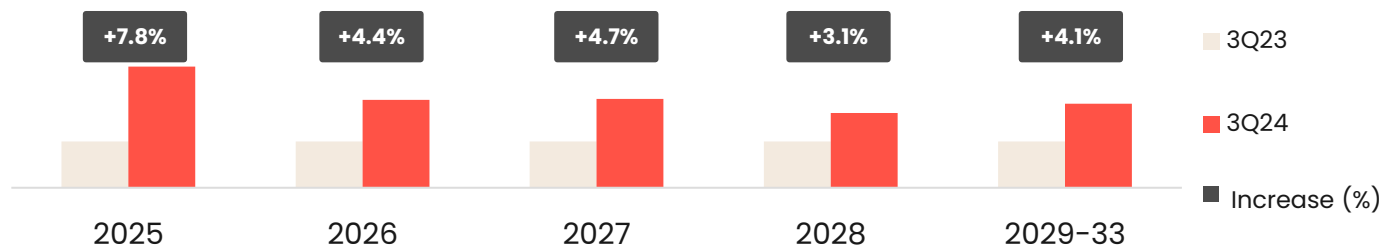
- For Brazil utility-scale portfolio, ~97% is contracted between 2024 and 2033 (~93% contracted @ P50).
- In Q3, we signed two agreements with the two largest data center co-location players in Brazil (Scala and Odata). Combined with the transactions previously announced, we have ~100 MWavg. in offtake agreements with tech players in our Brazil portfolio.
- For now, we continue with our merchant strategy in the US, while working with prospect clients to sign long-term offtake agreements in GN 1 and GN 2 on the back of rising long-term power prices for renewables.
- Our sales efforts for DG in Brazil are ongoing in parallel to asset construction and our goal is to have the entire production of our new plants sold in 2025.

Average Price

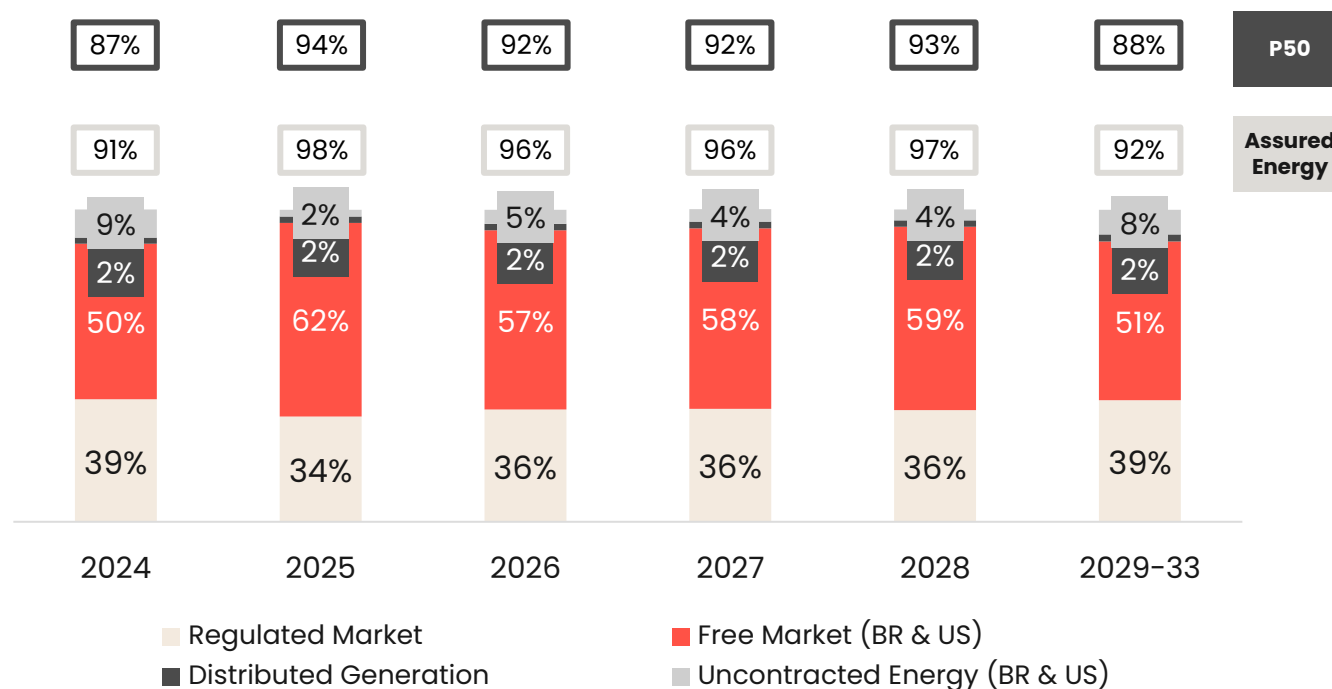
From 2024 on, our 10-year average¹ sales price is **R\$ 223.2/MWh** (2024-33):

- For Brazil utility-scale portfolio, **R\$ 217.4/MWh** of average sales¹ price until 2033 (free and regulated markets).
- US\$ 35.4/MWh**, expected, for Goodnight 1 (energy + RECs) until 2033¹; see 2023 and YTD 2024 actual quarter seasonality [on page 21](#).
- R\$ 500/MWh** average price for distributed generation.

Increase in EBITDA (resulting from recent operations²)



Energy Balance (% contracted level @Assured Energy³ and @P50⁴)



ENERGY PLATFORM HIGHLIGHTS

Free Market Energy Volumes and Financial Results

- **R\$ 24.9 mm** of EGP from Energy Platform in 3Q24.
- **1,539.9 GWh** of energy sold in 3Q24.

Realized Energy Gross Profit – Free Market

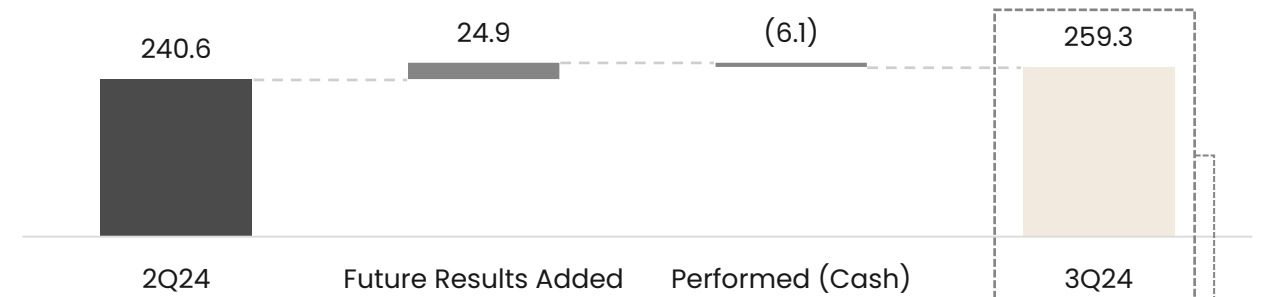
Currently we have R\$ 259.3 mm in Realized Energy Gross Profit in the Energy Platform that will be converted in cash in the next 10 years. R\$ 187 mm in the next 3 years.

- Fully locked buy and sell positions securing predictable cash flows, with a neglectable exposure to forward price variation.

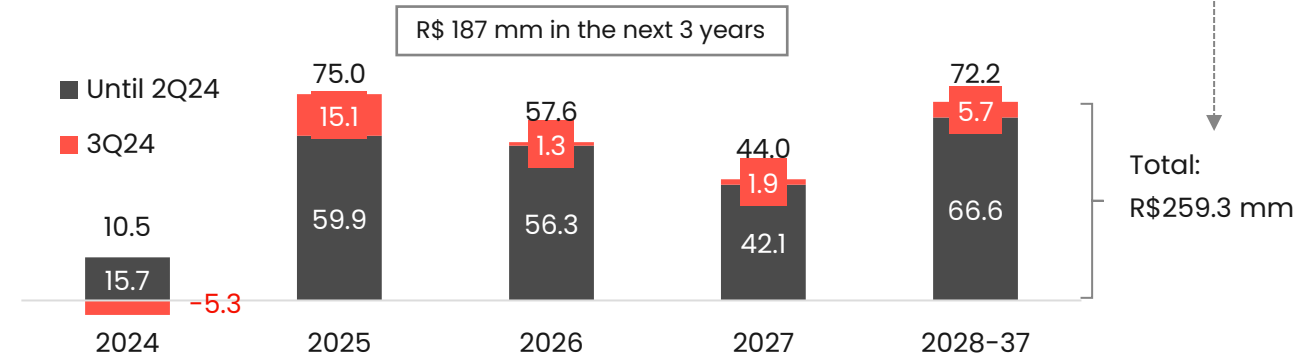
Distributed Generation

- 144.5 MW of projects contracted (including Serena’s own investments and agreements with other suppliers), resulting in an estimated commercial margin of R\$ 20–25 million per year when all projects are operating.
- Expected additional R\$ 200–250 mm until 2033 in Distributed Generation Gross Profit from assets already being built and getting ready to start supply.

Realized Energy Gross Profit (Locked Future Positions) (R\$ millions)



Cash Curve of Realized Energy Gross Profit per year (R\$ million)



	2024	2025	2026	2027	2028 a 2037
Total transacted volumes (MWavg)	630.2	786.1	522.5	366.0	29.7

Operational Summary

In 3Q24, production increased 19% considering the new assets. On a same-asset base, production decrease of 3.6%.

Operating Assets	Installed Capacity (MW)	P50 (MWavg.) ^{3,4}	Assured Energy (MWavg.) ⁴	Energy Production (GWh)					
				3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
BR Portfolio – Utility Scale	2,439.3	1,226.0	1,153.1	2,848.3	2,547.0	12%	6,673.1	6,010.0	11%
Delta Complex	573.8	316.6	298.0	770.4	793.9	-3%	1,479.5	1,524.3	-3%
Bahia Complex	1,172.2	645.0	581.9	1,544.5	1,090.7	42%	3,479.9	2,701.0	29%
Assuruá	808.1	454.2	409.2	1,138.6	872.2	31%	2,590.0	2,117.6	22%
Ventos da Bahia ¹	364.1	190.9	172.7	405.8	218.5	86%	889.9	583.4	53%
SE/CO Complex	110.6	54.7	54.2	64.1	174.0	-63%	394.9	618.7	-36%
Pipoca ²	20.0	10.3	11.9	8.0	15.1	-47%	60.6	73.9	-18%
Serra das Agulhas	30.0	12.9	12.9	2.2	3.7	-40%	76.3	55.8	37%
Indaiás	32.5	23.7	22.4	35.8	41.0	-13%	129.3	155.5	-17%
Gargaú	28.1	7.9	7.1	18.1	17.7	2%	37.5	43.7	-14%
Pirapora ¹	-	-	-	0.0	96.6	-100%	91.2	289.8	-69%
Chuí Complex	582.8	209.6	219.0	469.3	488.4	-4%	1,318.9	1,165.9	13%
US Portfolio – Utility Scale	265.5	100.4	n.a.	158.5	-	n.a.	599.6	-	n.a.
Goodnight Complex	265.5	100.4	n.a.	158.5	-	n.a.	599.6	-	n.a.
Total Portfolio – Utility Scale	2,704.8	1,326.3	1,153.1	3,006.8	2,547.0	18%	7,272.8	6,010.0	21%
DG Portfolio	64.4	20.0	n.a.	30.8	0.0	n.a.	30.8	n.a.	n.a.
Total Portfolio Serena	2,769.2	1,346.3	1,153.1	3,037.6	2,547.0	19%	7,303.5	6,010.0	22%
Other Operational Indicators	-	-	-	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Gross Resource (GWh) – Portfolio	-	-	-	3,456.2	2,708.4	28%	8,322.2	6,601.6	26%
Asset Availability (%) – Portfolio	-	-	-	94.7%	94.1%	0.7 p.p.	95.1%	94.6%	0.5 p.p.
Adj. Availability (%) ⁵ – Portfolio	-	-	-	97.0%	97.2%	-0.1 p.p.	96.7%	97.6%	-0.9 p.p.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results and no longer has a stake in Pirapora. (2) Considers 100% of Pipoca. (3) Annual Long-Term P50. Net of wake effects impact from all expansions and balanced by operational data. (4) Does not consider grid and internal losses. (5) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual restitution by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability).

ENERGY PRODUCTION (YoY analysis)

During 3Q24, energy production came below expected, mainly driven by weaker resources in Bahia Cluster, and on a smaller scale by Goodnight and SE/CO Clusters. Delta and Chuí Clusters had solid volumes in Q3 (as explained in the table [on page 12](#)).

3Q24 vs. 3Q23

Energy Production¹ in 3Q24 grew 19.3% YoY to 3,037.6 GWh, mainly due to:

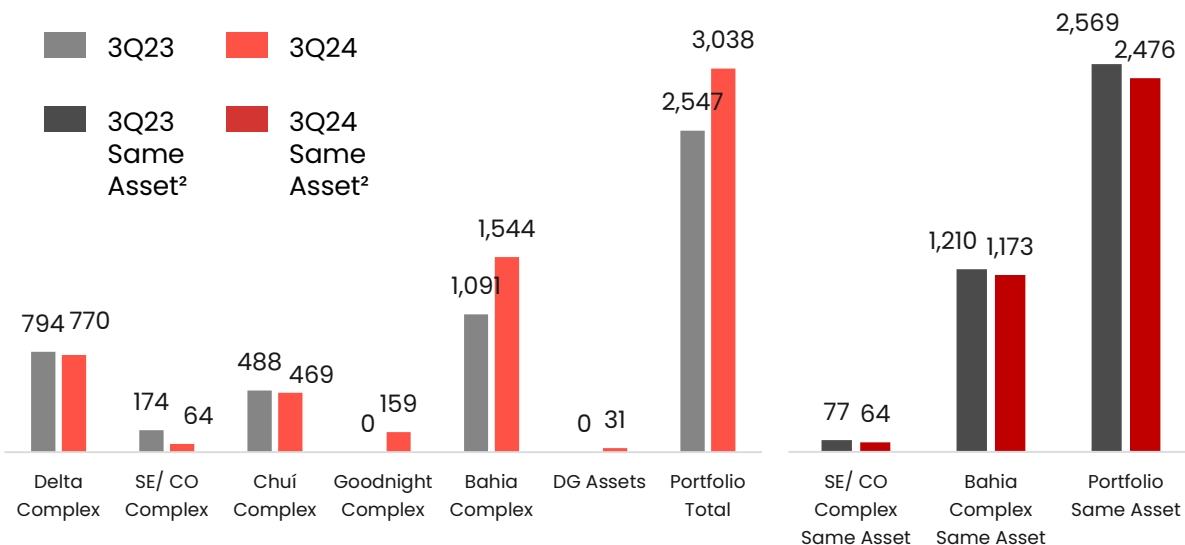
↑ 158.5 GWh from Goodnight 1, which started its ramp-up phase in November 2023 and reached full operation in early January 2024;

↑ 272.5 GWh from Assuruá 5, which started its ramp-up phase in April 2023 and reached full COD in October 2023;

↑ 30.8 GWh of production from our DG plants that are connected to the grid;

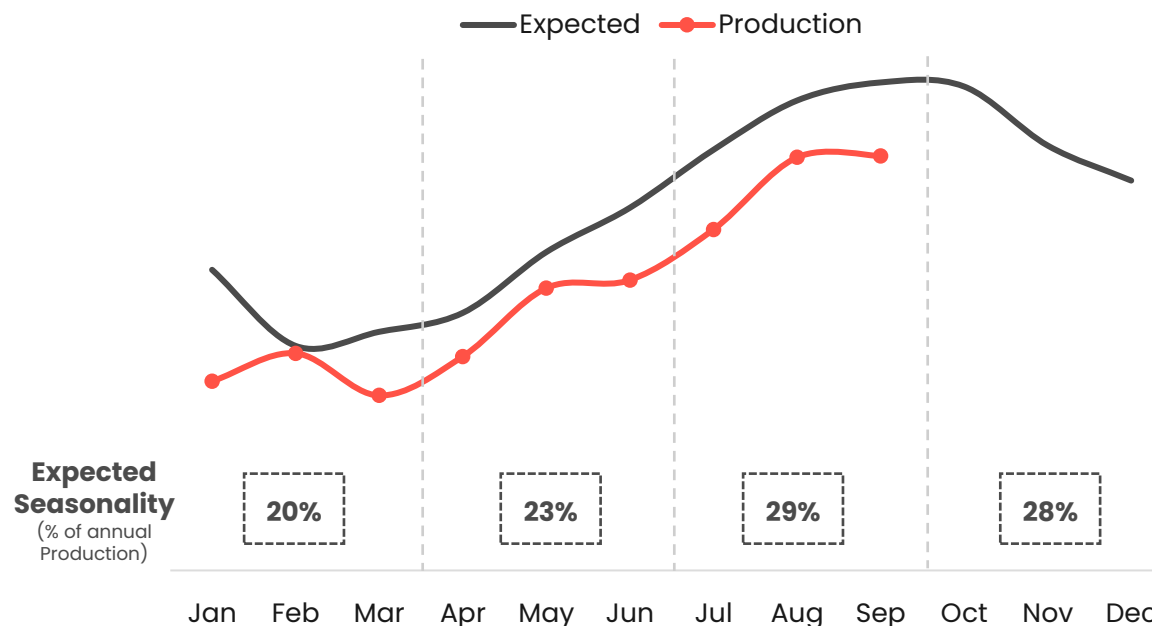
↓ On a same-asset base and excluding the asset-swap effects, production was down 3.6% YoY. Year-over-year, Chuí (-3.9%), Bahia (-3.1%) and Delta (-3.0%)

Energy Production¹ (by Cluster) – in GWh



ENERGY PRODUCTION (monthly view) – in GWh

- 3Q24 energy production was 11.2% below expected mainly as July and August were impacted by a 12-day delay in Delta Cluster’s start of the wind season, Bahia was impacted during the quarter by availability (-68.0 GWh) and curtailment (-151.8 GWh), which will be partially reimbursed by O&M providers and by the curtailment rules.
- More information on the financial performance can be found [on section B from pages 19 to 30](#).



Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company will consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results. Considers 100% of Pipoca. (2) Same-asset Year-over-Year comparison considers: (A) Assuruá 4 Full COD in March 2023, does not consider Assuruá 4’s ramp-up phase between Sep/22 to Feb/23; (B) Assuruá 5 Full COD in November 2023, does not consider Assuruá 5’s ramp-up phase between Apr/23 and Oct/23; (C) Goodnight 1’s ramp-up phase from Nov/23 to Feb/24; (D) 100% of Ventos da Bahia and 0% of Pirapora from Apr/23 to Apr/24.

OPERATIONAL EFFICIENCY (3Q24 Breakdown)

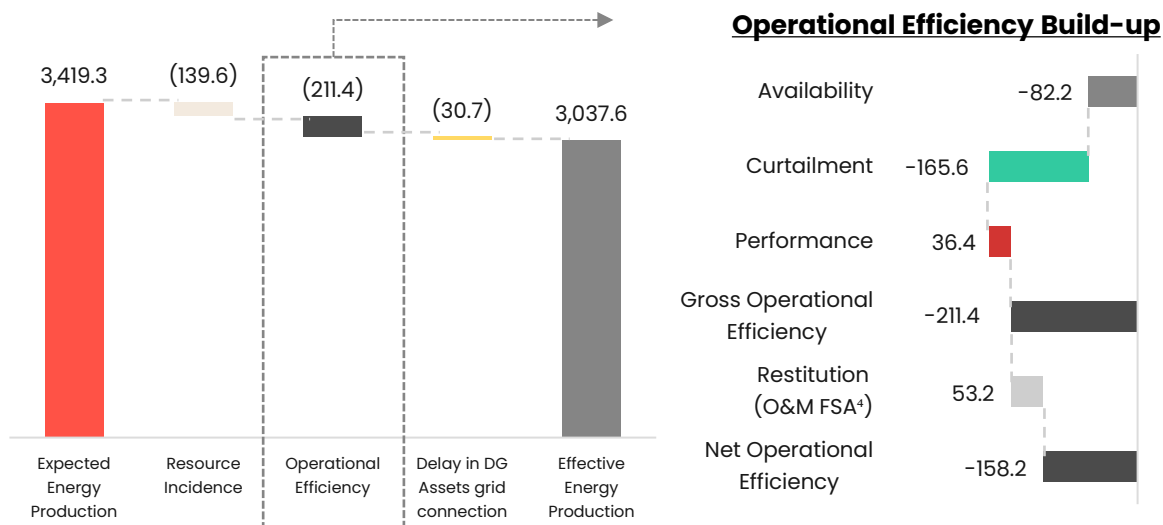
Gross and net operational efficiency in 3Q24 were respectively 211.4 GWh and 158.2 GWh below our target. Net operational efficiency comes from a production impact of 165.6 GWh due to curtailment offset by 36.4 GWh resulting from better technical performance of our wind systems and availability losses net of FSA restitution:

↓ Availability: 82.2 GWh loss (~R\$ 15.8 mm) mostly from corrective maintenance mainly in Bahia Cluster, from which ~65% is covered by our guaranteed availability service contracts (detailed in the chart below).

↑ Performance: 36.4 GWh gain (~R\$ 7.0 mm) in Deltas and Chuí, stemming from initiatives such as ETPO¹ and power-up, that improved our WTG performance.

↓ Curtailment : 165.6 GWh loss (~R\$ 31.8 mm). Within our portfolio, Assuruá (105.7 GWh) had the higher impact this quarter. It is worth mentioning that, in 3Q24, ONS curtailment² represented 5.6% of our portfolio's production in the period (that translates to ~4.7% of Energy Gross Profit).

Operational Performance Analysis – 3Q24 in GWh



RESOURCE INCIDENCE (vs. Expected) – in GWh

Cluster	Gross Resource ⁵ vs. Expected (3Q24)	3Q24 Comments	Gross Resource ⁵ vs. Expected (9M24)
Delta Complex (573.8 MW)	-103.3 GWh (-10.9%)	A slight delay in the start of the wind season has impacted Delta's performance at the beginning of Q3.	-297.1 GWh (-16.3%)
Bahia Complex ¹ (990.2 MW)	+3.3 GWh (+0.2%)	Bahia's resources were mostly in line. Assuruá (+10.9 GWh) and Ventos da Bahia (-7.6 GWh).	-342.6 GWh (-8.2%)
SE/CO Complex ¹ (110.6 MW)	-15.1 GWh (-18.6%)	Hydro resources 24% (-14.2 GWh) below expected. Wind resources 4% (-0.9 GWh) below expected.	-46.0 GWh (-14.3%)
Chuí Complex (582.8 MW)	-12.4 GWh (-2.3%)	Below average rain in July was partially compensated by August resources (which was a P2 for the asset). Its higher volatility is expected on a quarterly/monthly basis, whereas year-on-year the cluster tends to perform according to its historical average (avg. monthly std. deviation = 13.8% and annual std. deviation = 3.6%).	+3.6 GWh (+0.3%)
Goodnight Complex (265.5 MW)	-12.1 GWh (-6.5%)	Goodnight's resources came below expected mostly due to hurricanes in the Mexican Gulf region in the period, that mixed with the region's typical winds for this part of the year.	-23.2 GWh (-2.6%)
Total	-139.6 GWh (-4.3%)		-705.3 GWh (-8.5%)

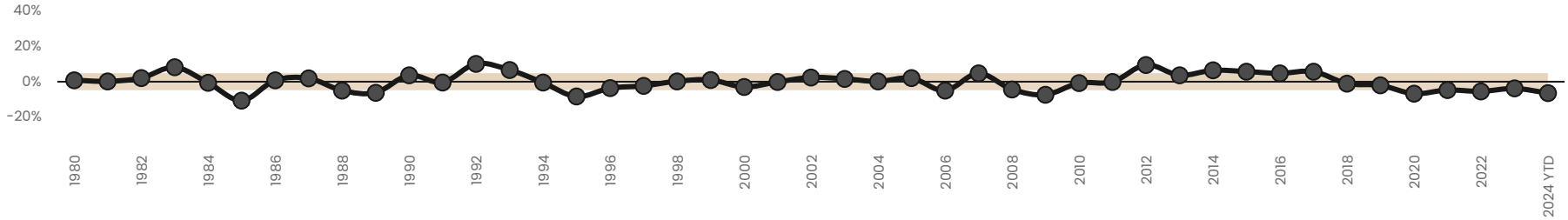
Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Enhanced Turbine Performance Optimization. (2) Non-manageable energy loss due to ONS' operational restrictions, originated externally from power plants installations (electrical + energy balance constraints). (3) Electric Reliability Council of Texas, where Cluster Goodnight is located. (4) Full Scope Agreement. (5) Expected generation for a given resource incidence. Source: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) and Company Data.



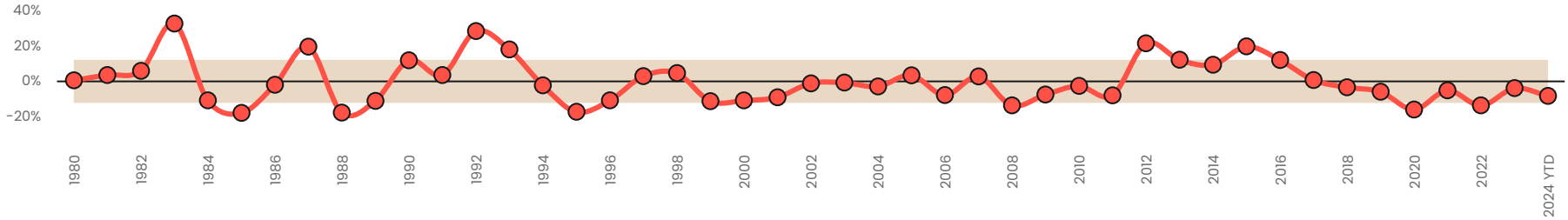
Resource Overview – Wind Portfolio

P50 Deviation (1980 – 2024YTD)

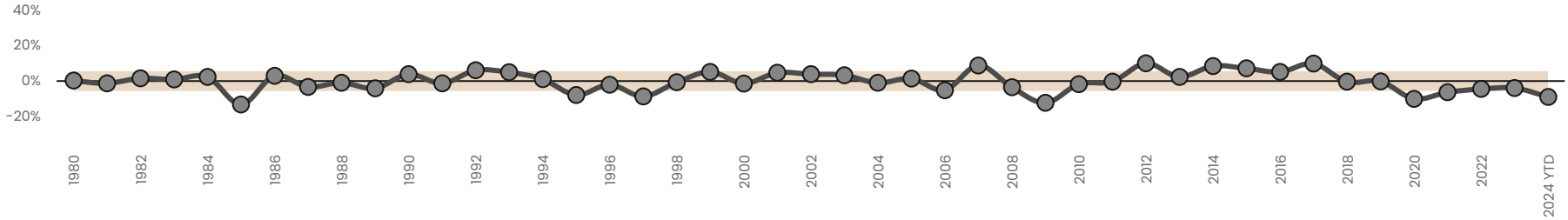
Wind Portfolio



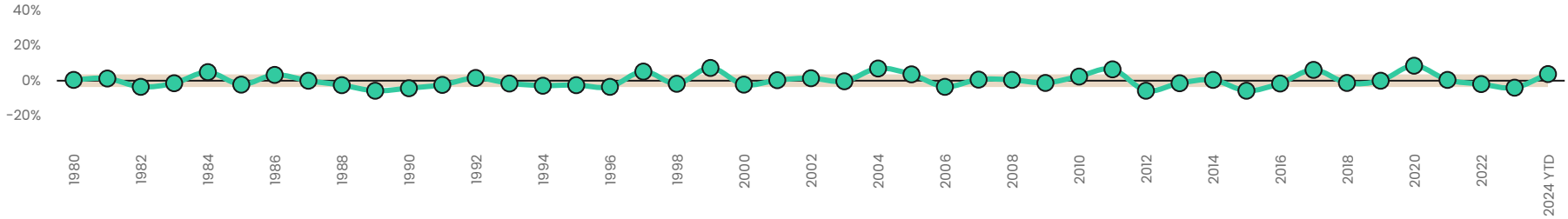
Delta



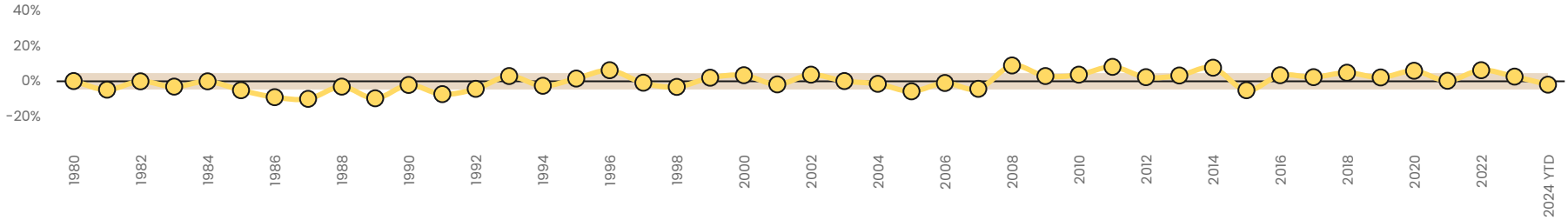
Bahia



Chui



GN1



A. Our Businesses 2. Asset Management

Diversified Wind Portfolio

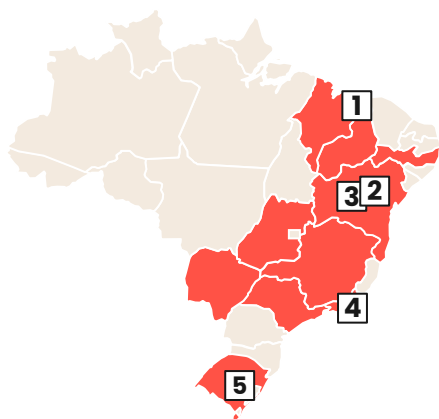
- Since 2017 Delta has presented wind resources below P50. In 2017 Delta generated @ P13 and above P50 in the years prior to 2017
- Our 2 major sites (Delta and Bahia – which represent 49% and 22% of our total Energy Production amount) have undergone below-average wind years lately
- Variability of wind incidence is understood as a fundamental aspect of atmospheric dynamics, influenced by complex interactions between global weather patterns and local geographical features and regression to the mean is expected if there is long-term exposure to a given asset
- Serena’s Wind Portfolio has gotten more diversified over the years and impact of lower wind in specific sites have been mitigated by other sites. **Currently, the gross resource standard deviation for our power portfolio is 5.1%**

Curtailment Overview – Wind Assets Brazil Portfolio

Serena’s Portfolio has a below-average exposure to recent curtailment increases in Brazil, substantially related to non-recurring events.

Energy loss accounted for 3.3% in the 9M24 and 5.6% in 3Q24, while the Energy Gross Profit loss was 2.6% in the 9M24 and 4.7% in 3Q24

- Delta PI, VDBI and Gargaú are connected in the distribution grid, with no curtailment;
- Chuí and Delta MA are in locations with low electrical curtailment (<0.2% energy loss in 2024);



#	Asset	Connection	Energy Gross Profit Loss (3Q24)				Energy Gross Profit Loss (YTD)				Production Profile	PPA - Market
			Total	Electric.	Reliab.	Energy	Total	Electric.	Reliab.	Energy		
1	Delta PI (Delta 1 and 2) 147.8 MW	Distribution: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by ONS.	Regulated (LEN)
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426.0 MW	Transmission: SE Miranda II	1.1%	0.0%	0.0%	1.1%	1.1%	0.0%	0.0%	1.1%	Events in 2024 mainly motivated by energy reasons. This asset daytime generation profile during the wind season has a larger overlap with periods of oversupply.	Delta 3: Regulated (LEN/LER) Delta 5 & 6: Regulated (LEN) Delta 7 & 8: Free-Market
2	Ventos da Bahia 1 66.0 MW	Distribution: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by NOS.	Regulated (LEN)
2	Ventos da Bahia 2 116.6 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II	10.2%	3.5%	4.9%	1.8%	6.0%	2.0%	2.5%	1.5%	Growth in network unavailability events caused by the integration of new generators and commissioning of new transmission assets.	Regulated (LER)
2	Ventos da Bahia 3 181.5 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II										Regulated (LEN) + Free-Market
3	Assuruá 1, 2 and 3 353.0 MW	Transmission: Assuruá 1 and 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	7.3%	2.6%	3.4%	1.3%	4.1%	1.1%	2.1%	1.0%	Higher transmission constraints due to the blackout event. Impact on EGP is diminished due to free market exposure and lower production at solar peak hours.	Assuruá 1 and 2: Regulated (LER) Assuruá 3: Regulated (LEN)
3	Assuruá 4 and 5 455.1 MW	Transmission: SE Gentio do Ouro II										Free-Market
4	Gargaú 28.1 MW	Distribution: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by ONS.	Proinfa
5	Chuí 582.8 MW	Transmission: SE Santa Vitória do Palmar 2	0.7%	0.0%	0.0%	0.7%	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%	Restrictions motivated exclusively by energy reasons. Exposure to free market contracts reduces the impact on EGP.	Free-Market
Serena Brazil			4.7%	1.5%	2.0%	1.2%	2.6%	0.6%	1.1%	0.8%		



Distributed Generation

SE, NE and MW (98.9 MWac¹)

The civil and assembly scopes have been completed and the remaining projects are awaiting electrical connections.



64.4MW	32.0MW	2.5MW
Grid Connected	Awaiting connection	Construction to begin

Connected: **65%**

Assembly: **97%**

Civil Started: **97%**

Procurement: **100%**

Other Information:

Full Year EBITDA³ Projection:
R\$ 75 mm – R\$ 85 mm

Supplier: WEG

Load Factor: ~31%
(first year)

Full COD: 1Q25

CAPEX: **R\$ 395 mm²**

Total Capex Estimate⁴:
R\$ 431 mm – R\$ 481 mm



UFV Avanhandava I

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company currently holds 70%. 87 MW from the JV with Apolo (70%), 6,9 MW from other partnership (50%) and 5 MW from Serena's own investment. (100%). (2) Up to Q3 2024. Company's share. (3) First full year EBITDA for 100% of contracted capacity. Company's share. (4) Company's share.



Current Development Pipeline

Key Metrics	On-going DG	Future DG	Goodnight 2	Hybrid Assuruá (Solar)	Wind Pipeline		Solar Pipeline		Wind Pipeline		Storage Pipeline	Total
	(Building and NTP)	(Ready to Build)	(Ready to Build)	(Late Stage)	(Late Stage)		(Mid + Early Stage)		(Mid + Early Stage)		(Early Stage)	
	BR	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
Location	BR	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Potential Capacity¹	98.9 MWac	9.6 MWac	265.5 MW	100 MW	124.8 MW	-	Up to 4,200 MWac	Up to 260 MWac	Up to 864 MW	Up to 510 MW	Up to 108 MW	Up to 6,540.8 MW
Load Factor (%)	~31% (First Year)	29% - 32% (First Year)	37.8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Construction Start	June 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full COD	1Q25	2Q25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serena's Share²	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Total CAPEX Estimate	R\$ 431 mm - R\$ 481 mm (Serena Share) ⁴	R\$ 111 mm - R\$ 151 mm (Serena Share) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Deployed²	R\$ 395 mm (Serena Share)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Funding	All phases: up to 80% (pending Fundo Clima and Finem from BNDES)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full Year EBITDA Expectation³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Serena Share by 2025)	R\$ 8 mm - R\$ 18 mm (Serena Share by 2025)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) May vary due to layout changes. (2) Up to Q3 2024 (3) First full year of the asset. In nominal terms. (4) Includes project acquisition and development fees.

MAIN INDICATORS

1

Profitability Summary

	Unit	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Adjusted Energy Gross Profit ¹	R\$m	676.3	639.9	6%	506.4	34%	1,707.3	1,479.1	15%
Energy Gross Profit	R\$m	683.9	547.2	25%	517.4	32%	1,663.1	1,217.2	37%
Unit Gross Profit ²	R\$/MWh	223.6	252.0	-11%	219.6	2%	235.0	247.6	-5%
Adjusted EBITDA ³	R\$m	491.0	493.1	0%	335.3	46%	1,194.1	1,068.8	12%
Adjusted EBITDA Margin ⁴	%	72.6%	77.1%	-4.5 p.p.	66.2%	6.4 p.p.	69.9%	72.3%	-2.3 p.p.
EBITDA	R\$m	504.2	444.1	14%	349.8	44%	1,541.2	906.2	70%
Adjusted Net Income (Losses)	R\$m	46.6	102.5	-55%	-97.6	-148%	-155.5	-85.4	82%
Net Income (Losses) ³	R\$m	37.5	102.5	-63%	-102.6	-137%	70.4	-82.8	-185%

2

Cash and Financing Summary

Adjusted Net Debt ¹	R\$m	8,611.8	9,230.4	-7%	8,677.5	-1%	8,611.8	9,230.4	-7%
Net Debt	R\$m	8,729.3	8,255.2	6%	8,784.0	-1%	8,729.3	8,255.2	6%
Adjusted Cash Balance ¹	R\$m	1,815.4	1,308.9	39%	1,695.1	7%	1,815.4	1,308.9	39%
Cash Balance	R\$m	1,812.0	1,001.8	81%	1,698.4	7%	1,812.0	1,001.8	81%
Adj. Cash Flow From Operations ¹	R\$m	404.9	413.7	-2%	279.5	45%	945.6	901.8	5%

Profitability Summary

In 3Q24, Adjusted EBITDA^{1,4} was flat vs. 3Q23.

P&L (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Net Revenues	1,060.1	865.8	22%	2,509.1	2,058.6	22%
Energy Purchase net of Tax Credit	-376.2	-318.7	18%	-845.9	-841.4	1%
Energy Gross Profit	683.9	547.2	25%	1,663.1	1,217.2	37%
O&M	-92.9	-42.0	121%	-256.4	-160.1	60%
Regulatory Charges	-40.0	-32.0	25%	-111.2	-90.3	23%
Administrative, Personnel and General Expenses	-47.9	-48.4	-1%	-126.9	-108.5	17%
Other Operating Income (Expenses)	-2.9	-11.1	-74%	362.0	-8.8	n.a.
Equity Income	4.0	30.5	-87%	10.4	56.5	-82%
EBITDA	504.2	444.1	14%	1,541.2	906.2	70%
Depreciation and Amortization	-192.8	-116.5	66%	-544.0	-339.9	60%
EBIT	311.4	327.6	-5%	997.2	566.3	76%
Net Financial Result	-248.2	-193.5	28%	-731.4	-582.9	25%
EBT	63.3	134.2	-53%	265.8	-16.6	n.a.
Income and Social Contribution Taxes	-25.8	-31.7	-19%	-195.4	-66.2	195%
Net Income (Losses)	37.5	102.5	-63%	70.4	-82.8	-185%

Adjusted Energy Gross Profit ¹ (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Energy Gross Profit	683.9	547.2	25%	1,663.1	1,217.2	37%
Energy Gross Profit from JVs	4.6	92.7	-95%	82.6	261.9	-68%
Tax Equity Partner Allocation ²	-12.3	-	n.a.	-38.5	-	n.a.
Adj. Energy Gross Profit	676.3	639.9	6%	1,707.3	1,479.1	15%
Unit Gross Profit (R\$/MWh) ³	223.6	252.0	-11%	235.0	247.6	-5%

Adjusted Opex & Expenses ¹ (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Opex & Expenses	-183.7	-133.6	38%	-132.3	-367.6	-64%
(-) Non-recurring items	-	-	n.a.	364.9	2.5	n.a.
Opex & Expenses from JVs	-2.1	-13.2	-84%	-17.0	-40.2	-58%
Tax Equity Partner Allocation ²	0.5	-	n.a.	1.1	-	n.a.
Adj. Opex & Expenses	-185.3	-146.8	26%	-513.2	-410.3	25%
Adj. Opex & Expenses (R\$/k/MW)	-68.5	-67.5	1%	-189.7	-188.7	1%
D&A from JVs	-0.6	-19.2	-97%	-20.1	-57.6	-65%

Adjusted EBITDA ^{1,4} (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	504.2	444.1	14%	1,541.2	906.2	70%
(-) Equity income	4.0	30.5	-87%	10.4	56.5	-82%
(-) Non-recurring items	-	-	n.a.	364.9	2.5	n.a.
EBITDA from JVs	2.5	79.5	-97%	65.6	221.7	-70%
Tax Equity Partner Allocation ²	-11.8	0.0	n.a.	-37.4	-	n.a.
Adj. EBITDA	491.0	493.1	0%	1,194.1	1,068.8	12%
Adj. EBITDA margin ⁵ (%)	72.6%	77.1%	-4.5 p.p.	69.9%	72.3%	-2.3 p.p.

Adjusted Net Income/Losses ^{1,4} (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Net Income (Losses)	37.5	102.5	-63%	70.4	-82.8	-185%
Non-recurring items	-	-	n.a.	-240.8	-2.5	n.a.
Tax Equity Partner Allocation ²	-11.8	-	n.a.	-37.4	-	n.a.
Tax Equity IFRS effect of interest accrual	20.8	-	n.a.	52.2	-	n.a.
Adjusted Net Income	46.6	102.5	-55%	-155.5	-85.4	82%

ENERGY GROSS PROFIT (YoY analysis)

3Q24 YoY growth results from new assets commissioning/incorporation, partially compensated by specific energy surpluses from 2023 transactions and a better result in the Energy Platform in 2023.

3Q24 vs. 3Q23

EGP¹ grew R\$ 36.4 mm to R\$ 676.3 mm, increasing 6% YoY mainly due to:

↑ **Addition of New Assets:** +R\$ 101.1 mm:

- Assuruá 5: +R\$ 49.2 mm (increase vs. R\$ 16.2 mm in 3Q23);
- Distributed Generation: +R\$ 17.7 mm;
- Goodnight 1: +R\$ 34.2 mm, mainly due to:
 - Merchant + RECs: + R\$ 19.5 mm²;
 - PTC allocated to Serena: + R\$ 14.6 mm.

↓ **From Same Assets:** -R\$ 63.1 mm:

- Energy Platform: -R\$ 18.0 mm;
- Energy balance surpluses from 2023 transactions: -R\$ 24.0 mm;
- Portfolio mix, resulting from energy production, inflation and PPA prices effects: -R\$ 21.1 mm.

↓ **Others:** Effects from the Asset Swap: -R\$ 1.6 mm.

Goodnight Energy Gross Profit Explained

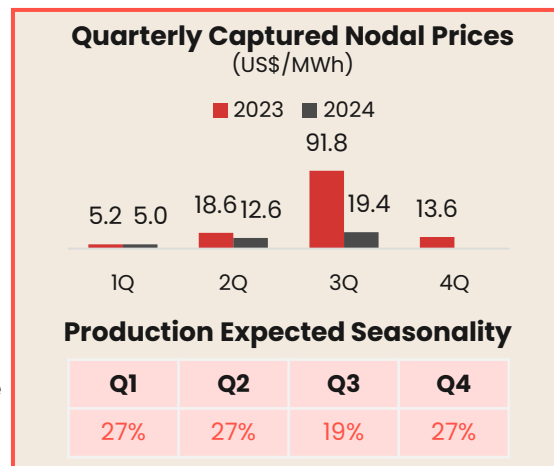
Goodnight presents a much higher seasonality in terms of prices compared to other assets of Serena portfolio. ERCOT's demand is mainly driven by temperature, peaking in the summer (Jun-Sep).

For that reason, it is important to look at Goodnight's revenues seasonality as a combination of Production x Prices.

In 2024, we observed milder temperatures affecting prices throughout the year, with major impact in Q3 as it represents the peak in seasonality for the year.

Goodnight 1's Forward Prices

- The 4-year average long-term prices for Goodnight increased 1% YoY, reaching US\$ 38.2/MWh in 3Q24. Quarter-over-quarter, prices decreased 5% mostly due to the impacts that lower realized prices impact the front-end of the futures curve (2025) and to a lower extent the rest of the curve.



ENERGY GROSS PROFIT (Main Impacts)

3Q24 energy gross profit was impacted by resources and restrictions mostly in the Bahia Cluster, lower-than-expected prices in Goodnight 1, energy platform performance and Distributed Generation connection delays due to DisCos.

3Q24 Main Impacts

There were several non-manageable impacts to our EGP¹ this quarter. If we were to measure these effects, EGP for the quarter would have been R\$ 752.3 mm. The impacts are described below:

- Spot prices in the US didn't follow the forward curve from the time of our budget: R\$ 34.2 mm;
- High levels of curtailment this quarter: R\$ 31.8 mm;
- DG connection delays in the grid by DisCos: R\$ 10.0 mm.

Composition of the Adjusted Energy Gross Profit

Adjusted Energy Gross Profit drifts from the consolidated ("IFRS") Net Revenues minus Energy Purchase. Additions/Reductions are:

↑ Energy Gross Profit from the non-consolidated investments³;

↓ Tax Equity Partner Allocation in Goodnight 1's Production Tax Credit (PTC, which is a non-cash revenue for Serena) – in 2024, the first year of the project, there is a special allocation mechanism of 58% of PTCs to Serena and 42% to the Tax Equity Partner. From 2025 on, the allocation mechanism switches to 1% for Serena and 99% to the Tax Equity Partner;

↓ Proportional stake of 5% from the Tax Equity Partner's share in Goodnight 1's cash EBITDA.

UNIT GROSS PROFIT (YoY analysis)

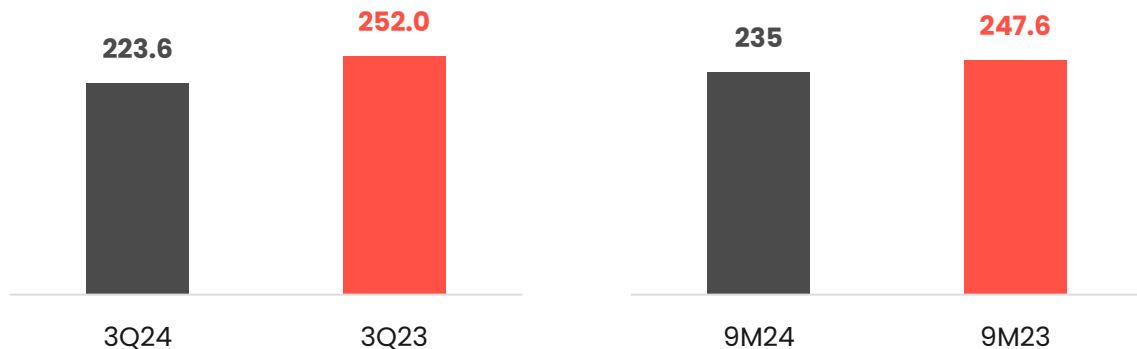
3Q24 year-over-year decrease results mainly from the energy balance surpluses from 2023 transactions, energy platform margins and energy production from the same-assets.

3Q24 vs. 3Q23

Unit Gross Profit¹ was down R\$ 28.3/MWh to R\$ 223.6/MWh, down 11% YoY, mainly due to:

- ↓ Energy balance surpluses from 2023 transactions: -R\$ 9.7/MWh;
- ↓ Energy Platform margins: -R\$ 7.3/MWh;
- ↓ Energy Production for the same-assets down 3.6% YoY: -R\$ 6.1/MWh;
- ↓ Portfolio Mix: (i) asset swap, as Pirapora's prices were higher than Ventos da Bahia's, (ii) mix of generation and prices for the quarter, as the assets with higher gross margins had lower volumes in 3Q24: -R\$ 2.8/MWh;
- ↓ Lower prices from new uncontracted assets, especially due to lower spot prices in the US due to milder temperatures in the region: -R\$ 2.4/MWh.

Unit Gross Profit (EGP / Production) in R\$ / MWh



B. Financial Performance

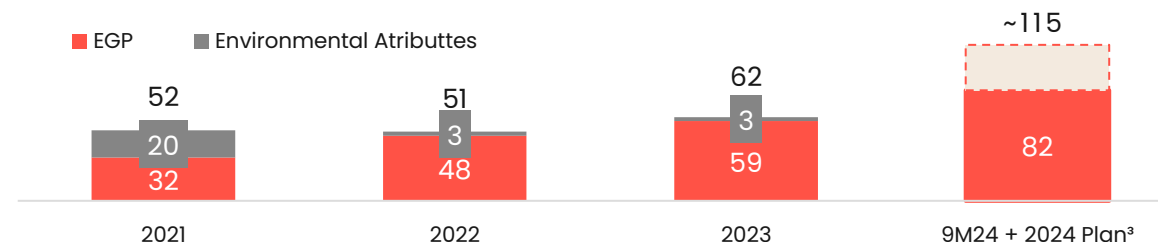
Unit Gross Profit & Energy Platform P&L

ENERGY PLATFORM P&L

Energy Gross Profit from the energy platform reached R\$ 81.5 mm² in 9M24, R\$ 29 mm above 9M23, mostly driven by the sale of long positions at high prices.

In 3Q24 we have seen the effects of the dry season create some spot price volatility and more price swings in future prices. We were able to capitalize on some of these movements. Our risk controls remain extremely conservative, and we follow strict rules of not having any meaningful long or short exposure. We expect this volatility to continue in 4Q24 and sustain our Platform's increased margins.

Historical Energy Gross Profit (R\$ millions)



KPIs (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Net Revenues	250.4	297.6	-16%	210.6	19%	658.5	767.5	-14%
Energy Purchase	-244.3	-303.9	-20%	-207.8	18%	-650.4	-782.3	-17%
Energy Gross Profit from Energy Sales	6.1	-6.3	-196%	2.8	113%	8.0	-14.8	-154%
Gross Profit from Future Positions	18.8	49.2	-62%	11.2	68%	73.4	67.3	9%
Energy Gross Profit	24.9	42.9	-42%	14.1	77%	81.5	52.5	55%
OPEX and Expenses	-7.6	-13.5	-44%	-10.6	-28%	-24.5	-30.2	-19%
EBITDA	17.3	29.4	-41%	3.5	398%	56.9	22.2	156%

EBITDA (YoY analysis)

3Q24 YoY performance results from new assets, offset by specific energy surpluses from 2023 transactions and a better result in the Energy Platform in 2023.

3Q24 vs. 3Q23

EBITDA¹ was down R\$ 2.1 mm to R\$ 491.0 mm, down 0.4% YoY, mainly due to:

- ↑ New Assets variation: +R\$ 88.2 mm:
 - Assuruá 5: +R\$ 47.9 mm (increase vs. R\$ 9.8 mm in 3Q23);
 - Distributed Generation: +R\$ 15.1 mm;
 - Goodnight 1: +R\$ 25.2 mm².
- ↓ Effects from the Asset Swap⁴: -R\$ 8.6 mm;
- ↓ Same Assets effects explained in Energy Gross Profit ([page 21](#)): -R\$ 63.1 mm;
- ↓ Increase in Opex & Expenses from Same Assets: -R\$ 18.5 mm.

Opex & Expenses¹ increased R\$ 38.5 mm to R\$ 185.3 mm, up 26.3% YoY, mainly due to:

- ↓ New Assets³: -R\$ 13.0 mm, from which:
 - O&M contracts: -R\$ 5.5 mm;
 - SG&A: -R\$ 7.0 mm;
 - Regulatory Charges: -R\$ 0.5 mm.
- ↓ Asset Swap Effects: -R\$ 7.0 mm, as a net effect from the consolidation of 100% of Ventos da Bahia and the savings from reducing our 50% stake in Pirapora⁴;
- ↓ Same Assets: -R\$ 18.5 mm, mostly as an effect of availability and insurance indemnifications received above the more frequent levels in 2023 (~R\$ 29.3 mm), partially compensated by savings mostly in SG&A.

EBITDA (Main Impacts)

3Q24 was impacted by resources and restrictions mostly in Bahia Cluster, below expected prices in Goodnight 1, energy platform performance and Distributed Generation connection delays due to DisCos.

3Q24 Main Impacts

There were several non-manageable impacts to our EBITDA¹ this quarter. If we were to measure these effects, EBITDA for the quarter would have been R\$ 564.3 mm. The impacts are described below:

- Spot prices in the US didn't follow the forward curve from the time of our budget: R\$ 34.2 mm;
- High levels of curtailment this quarter: R\$ 31.8 mm;
- DG connection delays in the grid by DisCos: R\$ 7.3 mm.

Composition of the Adjusted EBITDA

Adjusted EBITDA drifts from the consolidated ("IFRS") EBITDA net of equity income. Additions/Reductions are:

- ↑ EBITDA from the non-consolidated investments⁵;
- ↓ Tax Equity Partner Allocation in Goodnight 1's Production Tax Credit (PTC, which is a non-cash revenue for Serena) – in 2024, the first year of the project, there is a special allocation mechanism of 58% of PTCs to Serena and 42% to the Tax Equity partner. From 2025 on, the allocation mechanism switches to 1% for Serena and 99% to the Tax Equity Partner;
- ↓ Proportional stake of 5% from the Tax Equity Partner's share in Goodnight 1's cash EBITDA;
- ↓ Non-recurring items related to the asset swap with EDFR.

NET FINANCIAL RESULTS (YoY analysis)

Net Financial Result¹ reached -R\$ 227.1 mm, 1% above 2Q24 and 7% above 3Q23:

Net Financial Results compared to 2Q24 is mainly related to (i) macroeconomic effects in debt indexes, (ii) total debt amount with minimal changes QoQ.

Due to our relevant investment program that ended in 2023 and increased our installed capacity, Adjusted Gross Debt reached its peak in 4Q23 at approximately R\$ 11.0 billion and started to fall since 1Q24.

KPIs (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Financial Income	43.7	25.0	75%	35.0	25%	105.6	95.5	11%
Interest from investments	37.4	25.5	47%	30.7	22%	93.5	90.1	4%
Other	6.3	-0.5	n.a.	4.3	46%	12.2	5.4	124%
Financial Expenses	-291.9	-218.4	34%	-279.4	4%	-837.0	-678.4	23%
Interest on loans	-248.7	-182.5	36%	-248.9	0%	-723.4	-592.5	22%
Other	-43.2	-35.9	20%	-30.5	42%	-113.6	-85.9	32%
Net Financial Result	-248.2	-193.5	28%	-244.3	2%	-731.4	-582.9	25%
Net Financial Results from JVs	0.2	-18.3	-101%	-0.6	-137%	-26.3	-74.6	-65%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual ³	20.8	-	n.a.	20.3	3%	52.2	-	n.a.
Adjusted Net Financial Results	-227.1	-211.8	7%	-224.7	1%	-705.5	-657.5	7%

NET INCOME (YoY analysis)

3Q24 Adjusted Net Income reached R\$ 46.6 mm, R\$ 56.0 mm lower than 3Q23. The variation is related to a R\$ 54.7 mm decrease in net financial results, a R\$ 60.1 mm increase in EBITDA and a R\$ 76.4 mm increase in D&A.

Compared to 2Q24, Adjusted Net Income increased R\$ 144.2 mm mostly due to portfolio's seasonality.

Adjusted Net Income¹ comprises of:

A. Tax Equity IFRS adjustments of:

- Tax Equity Partner's PTC Allocation and 5% EBITDA Cash Distribution: -R\$ 11.8 mm.
- Interest Accrual on Tax Equity's principal (to be paid by PTC's³): +R\$ 20.8 mm.

KPIs (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
EBIT	311.4	327.6	-5%	159.7	95%	997.2	566.3	76%
Net Financial Result	-248.2	-193.5	28%	-244.3	2%	-731.4	-582.9	25%
EBT	63.3	134.2	-53%	-84.7	-175%	265.8	-16.6	n.a.
Income and social contribution taxes	-25.8	-31.7	-19%	-17.9	44%	-195.4	-66.2	195%
Net Income (Losses)	37.5	102.5	-63%	-102.6	-137%	70.4	-82.8	-185%
(-) Non-recurring items	-	-	n.a.	-	n.a.	240.8	2.5	n.a.
Tax Equity Partner Allocation ²	-11.8	-	n.a.	-15.3	-23%	-37.4	-	n.a.
Tax Equity IFRS effect of interest accrual ³	20.8	-	n.a.	20.3	3%	52.2	-	n.a.
Adjusted Net Income (Losses)	46.6	102.5	-55%	-97.6	-148%	-155.5	-85.4	82%

Cash & Financing Summary

In 3Q24, Adjusted Net Debt¹ was R\$ 8.61 billion. Net Debt / EBITDA LTM of the operational arm was 2.8x, 0.1x increase QoQ and 1.1x decline from 3Q23, as the company continues to deleverage.

Indebtedness (R\$ million)	3Q24	2Q24	Var.	3Q23	Var.
Gross Debt (in BRL)	9,594.0	9,502.9	1%	7,460.9	29%
Gross Debt (in foreign currency)	1,992.2	2,126.8	-6%	1,848.1	8%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,586.2	11,629.8	0%	9,309.0	24%
(-) Transaction Costs	82.1	86.9	-6%	52.0	58%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transactions Costs)	11,504.1	11,542.9	0%	9,257.0	24%
Tax Equity Offset	-962.9	-1,060.5	-9%	-	n.a.
Total Gross Debt	10,541.3	10,482.4	1%	9,257.0	14%
(-) Total Cash	1,812.0	1,698.4	7%	1,001.8	81%
Cash and Equivalents	1,253.3	1,347.3	-7%	758.5	65%
Restricted Cash	558.8	351.1	59%	243.3	130%
Net Debt	8,729.3	8,784.0	-1%	8,255.2	6%

Adjusted Net Debt ¹ (R\$ million)	3Q24	2Q24	Var.	3Q23	Var.
Net Debt	8,729.3	8,784.0	-1%	8,255.2	6%
Net Debt from JVs	-5.5	-5.0	11%	975.1	-101%
Gross Debt from JVs	1.1	2.0	-43%	1,282.3	-100%
(-) Total Cash from JVs	6.6	6.9	-4%	307.1	-98%
(-) Minority Stake of Arco Energia's Net Debt (JV with Apolo) ²	112.0	101.6	10%	-	n.a.
Adjusted Net Debt¹	8,611.8	8,677.5	-1%	9,230.4	-7%

Avg. Nominal Cost and Term ³	3Q24	2Q24	Var.	3Q23	Var.
Debt Cost (%)	8.75%	8.84%	-9 bps	9.08%	-33 bps
Term (years)	5.1	5.2	-0.1 year	4.0	1.1 year

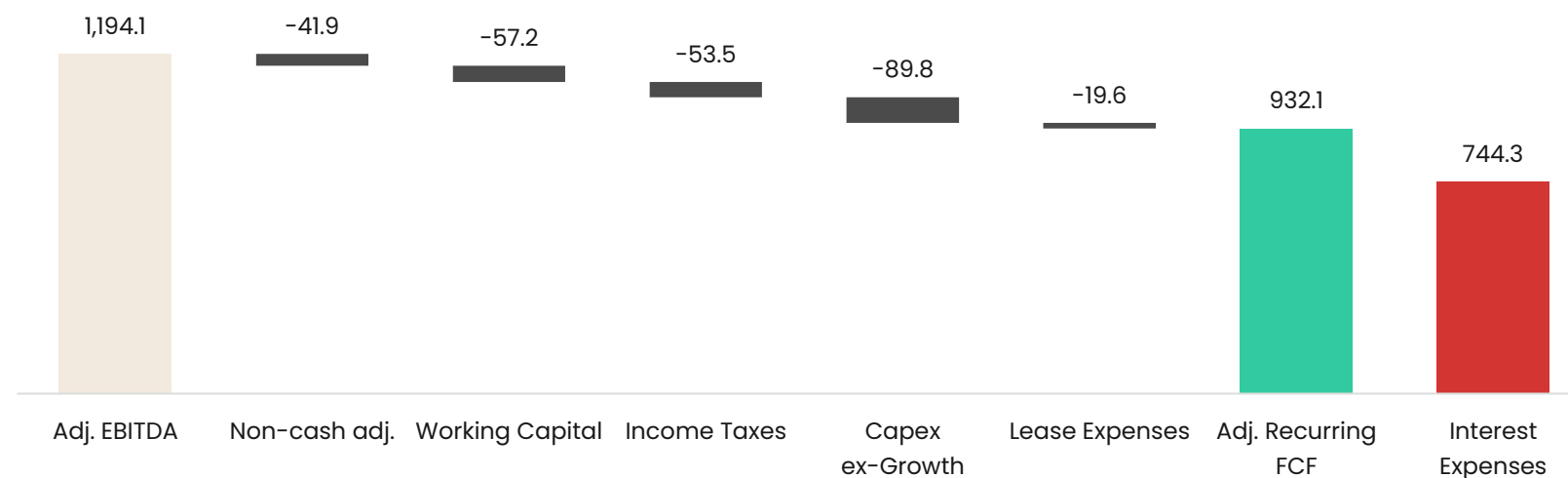
Other Credit Metrics	3Q24	2Q24	Var.	3Q23	Var.
Operational Arm (Serena Geração)					
Net Debt/EBITDA (LTM) – Covenant	2.8x	2.7x	5%	3.9x	-28%
Adj. Net Debt/EBITDA (LTM)	3.5x	3.3x	5%	3.9x	-11%
Operational + Development Arm (Serena Energia)					
Adj. Net Debt/EBITDA ¹ (LTM)	4.86x	4.84x	0%	6.2x	-22%

Free Cash Flow

Free Cash Flow (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	9M24	9M23	Var.
Adjusted EBITDA¹	491.0	493.1	0%	1,194.1	1,068.8	12%
Non-cash adjustments	-14.7	-50.1	-71%	-41.9	-76.6	-45%
Working capital	-36.8	-9.5	288%	-57.2	93.3	-161%
Income taxes	-14.9	-15.0	-1%	-53.5	-50.7	5%
Capex ex-growth	-27.3	-20.7	32%	-89.8	-99.0	-9%
Lease expenses	-9.1	-4.9	85%	-19.6	-18.2	7%
Recurring free cash flow	388.2	392.9	-1%	932.1	917.6	2%
Growth capex	-28.3	-433.4	-93%	-179.1	-1,798.7	-90%
Free cash flow	359.8	-40.6	-987%	753.1	-881.2	-185%
Cash interest expenses	-170.2	-177.3	-4%	-744.3	-649.7	15%
EBITDA to FCF conversion	79.1%	75.7%	3 p.p.	78.1%	85.8%	-8 p.p.
% of Op. CF to Interest Expenses	-43.8%	-54.9%	11 p.p.	-79.8%	-70.8%	-9 p.p.

In 3Q24, our recurring adj. Free Cash Flow¹ was R\$ 388.2 mm. This resulted in an EBITDA to free cash flow conversion of 79.1%. For 9M24, the recurring adj. EBITDA to free cash flow conversion reached 78.1%.

9M24 EBITDA to FCF Bridge (R\$mm)



INDEBTEDNESS

Adjusted Net Debt¹ reached R\$ 8,611.8 mm, 1% below 2Q24 (~R\$ 65.7 mm) and 7% below 3Q23 (~R\$ 618.6 mm).

QoQ reduction is mainly due to the positive seasonality we have in the 2nd half of the year that boosts our cash flow generation, as well as the conclusion of the bulk of our investment program, which reduced the level of capex deployments. We have advanced in our financing agenda, raising an additional R\$ 102.5 mm with FDNE at very competitive costs.

Indebtedness Breakdown

Indebtedness (R\$ million)	3Q24	2Q24	Var.	3Q23	Var.
BNDES	2,417.0	2,456.8	-2%	1,972.6	23%
Debentures	4,676.3	4,610.9	1%	3,882.9	20%
BNB	1,720.3	1,747.0	-2%	1,336.6	29%
CCB	-	21.9	n.a.	37.1	n.a.
FDNE	780.4	666.4	17%	231.8	237%
Gross Debt (in BRL)	9,594.0	9,502.9	1%	7,460.9	29%
Offshore Loan	830.9	859.9	-3%	760.3	9%
Bridge Loan	-	-	n.a.	929.8	-100%
Term Loan	198.4	206.5	-4%	-	n.a.
Tax Equity	962.9	1,060.5	-9%	-	n.a.
Resolution 4131 / Promissory Note	-	-	n.a.	158.0	-100%
Gross Debt (in Foreign Currency)	1,992.2	2,126.8	-6%	1,848.1	8%
Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,586.2	11,629.8	0%	9,309.0	24%
(-) Transaction Costs	82.1	86.9	-6%	52.0	58%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transaction Costs)	11,504.1	11,542.9	0%	9,257.0	24%
Tax Equity Offset	-962.9	-1,060.5	-9%	-	n.a.
Total Gross Debt	10,541.3	10,482.4	1%	9,257.0	14%
(-) Total Cash	1,812.0	1,698.4	7%	1,001.8	81%
Net Debt	8,729.3	8,784.0	-1%	8,255.2	6%
Net Debt from JVs	-5.5	-5.0	11%	975.1	-101%
(-) Minority Stake of Arco Energia's Net Debt ²	112.0	101.6	10%	-	n.a.
Adjusted Net Debt	8,611.8	8,677.5	-1%	9,230.4	-7%

Changes in Indebtedness (3Q24) – in million reais



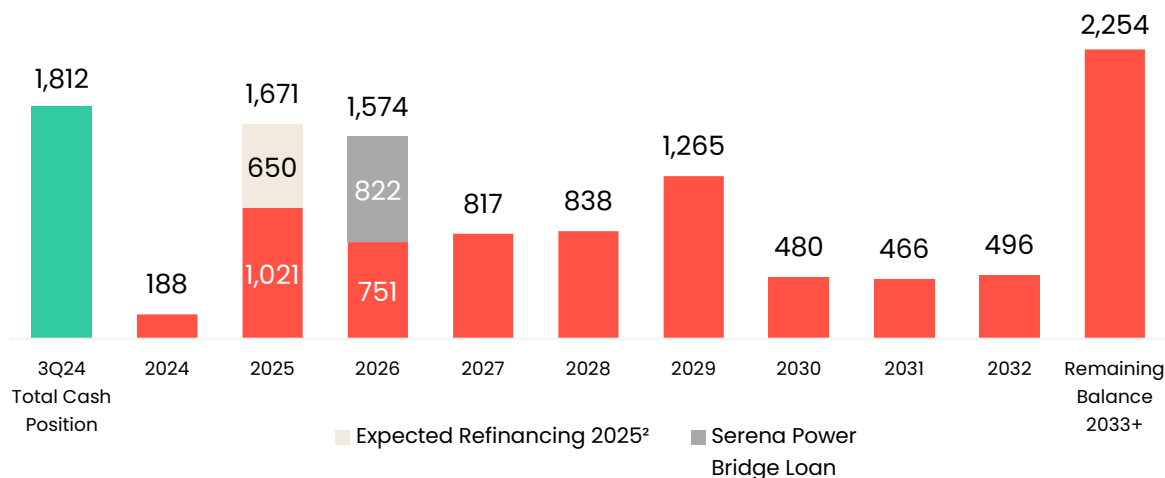
1 Funding (Debt Raisings):
 ↑ ~R\$ 102.6 mm of FDNE;

2 Principal Payments:
 ↓ ~R\$ 92.5 mm of SG³ + SD⁴ consolidated debt.

Principal Amortization Curve (in million Reais)

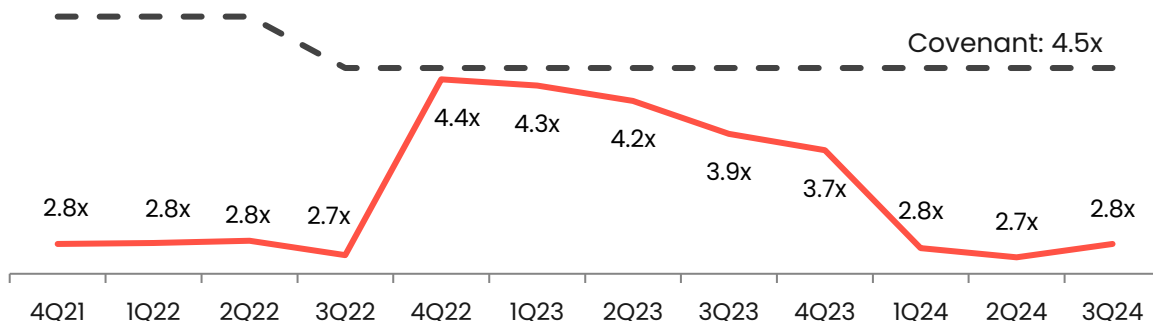
Operational + Development Arm¹

Amortization schedule as of 30-Sep-2024



Net Debt / EBITDA

Operational Arm (Serena Geração)



2024 Financing Plan

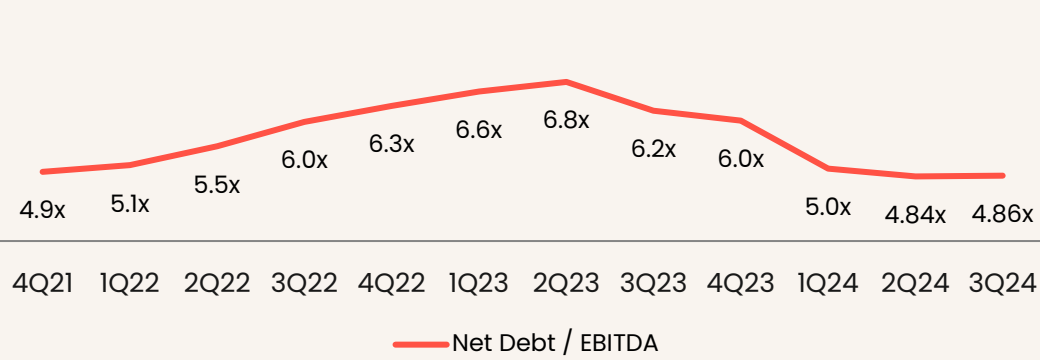
In line with our plan, our Adj. Net Debt reached R\$ 8.6 billion while our Net Debt / EBITDA reached 4.8x and Net Debt / EBITDA of the Operational Arm reached 2.8x as the ramp-up from the new assets continues to reduce our leverage.

YTD in 2024, we have:

- Amortized all Goodnight 1 bridge loans using the proceeds from Goldman Sachs' **tax equity investment - US\$ 184.7 million** (~R\$ 914 million);
- Issued a R\$ 825 million debenture** – two tranches, R\$ 230 million and R\$ 595 million, due in 2035 and 2041, respectively – related to Assuruá 4 and 5, amortizing R\$ 730 million in bridge loans;
- Disbursed R\$ 186.4 million of FDNE line** related to Assuruá 5 (additional ~R\$ 37.3 million already contracted still to be disbursed);
- Postponed the maturity of Serena Power bridge loan for two years (until Aug-26) to continue to pursue potential sell down process or other capitalization structures in US.

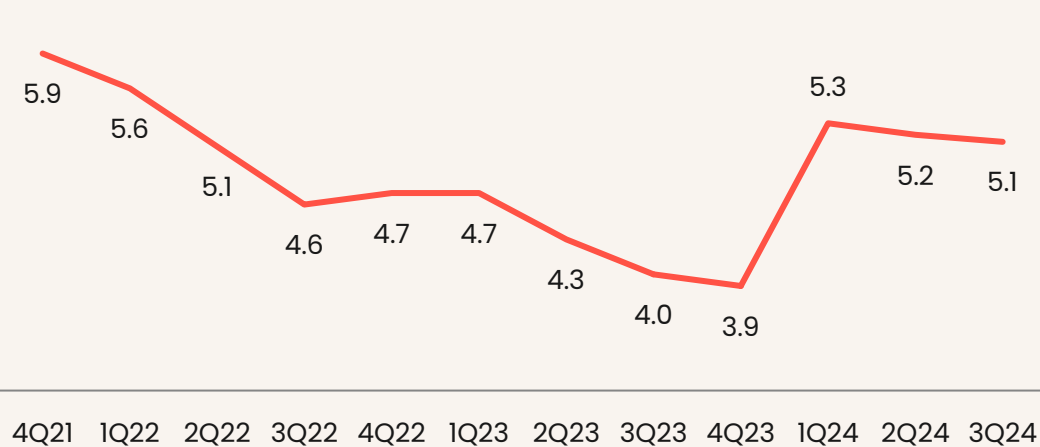
Consolidated Net Debt / EBITDA¹

(as of Sep. 30, 2024)



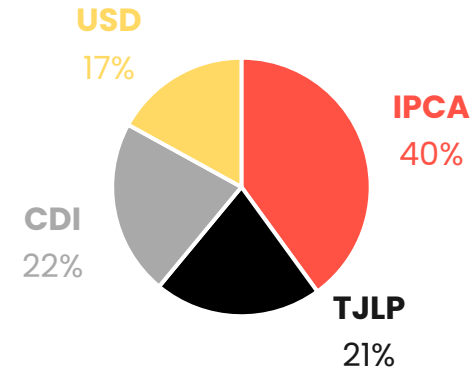
Average Term (years)

Operational + Development Arm (Serena Energia)



Debt Indexes Breakdown

(as of Sep. 30, 2024)



Debt Position²

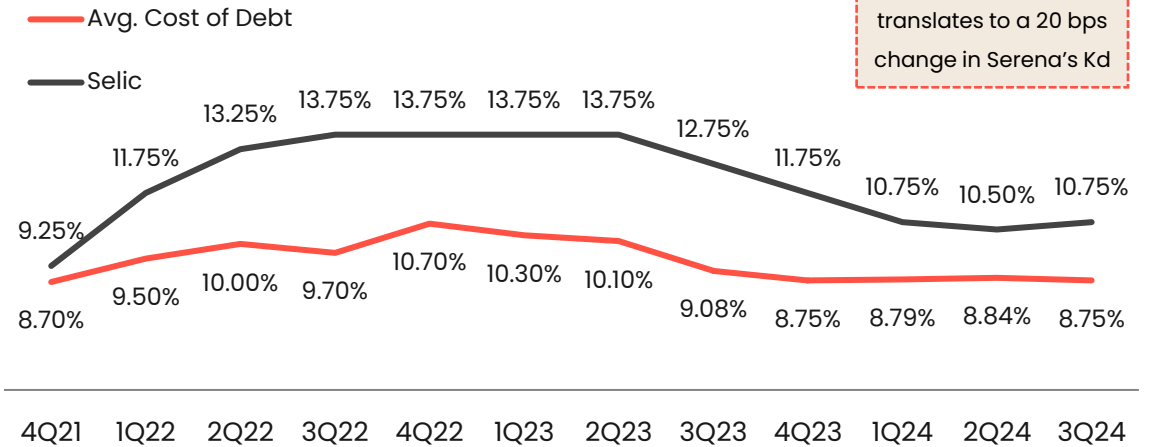
(as of Sep. 30, 2024)

Average term:
5.1 years (stable QoQ)

Average nominal cost:
8.75% p.a (stable QoQ)

Average Nominal Cost of Debt (%)³

Operational + Development Arm (Serena Energia)



A 1% change in CDI translates to a 20 bps change in Serena's Kd

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Tax-Equity was disbursed on Feb. 02, 2024, with no amortization obligation (see more in the [Notice to Market](#)). (2) Resulting from long-term IPCA, CDI, TJLP, SOFR and exchange rate assumptions. (3) Does not consider Term Loan's SOFR swap.

CASH POSITION (as of September 30, 2024) – QoQ analysis¹

Total Cash² grew R\$ 113.8 mm to R\$ 1.81 billion, 7% above 2Q24:

- **Inflows** were a total of R\$ 441.6 mm comprised of R\$ 339.0 mm from operations and R\$ 102.6 mm of new debt issued.
- **Outflows** were comprised of R\$ 327.9 mm mostly related to debt servicing expenses. Our Growth capex was mostly related to our ongoing developments on the DG unit (100% stake; R\$ 24.7 mm stake adj.), while there were some residual expenditures in Goodnight and Assuruá 4&5. Our recurring capex on operating assets and pipeline development remained within our expectations.

CAPEX BREAKDOWN

Operating Assets Capex: Includes different kinds of initiatives from our asset management team, to improve our WTGs fleet performance, for example. Also, it includes maintenance costs that are not covered by the FSA agreements (Balance of Plants - BoP), or from our small solar and hydro assets.

Development Capex: Includes all expenditures related to the development and structuring of projects prior to NTP.

Growth Capex: Related to all expenditures of specific projects of new assets being implemented.

3Q24 x 2Q24 – Cash Position (R\$ million)

Initial Cash (2Q24)	1,698.4	
Cash From Oper.	339.0	
Debt Raisings	102.6	
Debt Service	-262.7	
Growth Capex	Capex GN	0.9
	Capex Assuruá 4 and 5	-1.5
	Capex DG	-35.3
Capex DevCo	-12.0	
Capex Op. Assets	-14.8	
Other	-2.6	
Final Cash (3Q24)	1,812.0	
Cash from JVs	6.6	
Minority Stake from Arco Energia	-3.2	
Adj. Final Cash (3Q24)	1,815.4	






2024 OUTLOOK - UPDATE

EBITDA for 9M24 of R\$ 1,194.1 million was below expected for the period, mainly due to weaker resources, connection delays with utilities for our new Distributed Generation projects, lower-than-expected short-term prices in Texas due to milder temperatures in the region and some curtailment impacts.

We are maintaining our 2024 EBITDA guidance updated in Aug/24.


Indicator	Unit	2024E ²
Adjusted EBITDA ¹ Center	R\$ million	1,821
Adjusted EBITDA ¹ Range	R\$ million	1,721 to 1,920

The **pure sustainability targets of our 2024 Corporate Goals**¹ impact the **variable compensation of all coentrepreneurs**², including statutory executives. In line with the Company's strategy, the 2024 ambitions were linked to our selected sustainability material themes and priority Sustainable Development Goals (4, 7, 8, 9, and 13).

Material Theme	SDG	2024 Ambition	2024 Results	Status
Socio-environmental Responsibility		Contribute, as a Founding Associate, to expand the reach and positive impact of the Janela para o Mundo Institute ³ .	Our impact has grown with 1,747 students enrolled in our courses, surpassing the goal of 1,440 and increasing by 31% compared to 2023 . In partnership with the "Janela para o Mundo" Institute, the Maria de Lourdes Pinheiro Machado Municipal School, Ilha Grande/PI, achieved the highest IDEB (Basic Education Development Index) score among local schools in the early years and ranked among the top three in the later years. Additionally, 18 students from the school were prepared for the Mandacaru Math Olympiad , resulting in 6 individual awards . In Maranhão, we launched the evening shift, surpassing the expectation of 120 students and reaching 163 enrollees .	●
		Accomplish the third edition of the Supplier Development Project, which includes training, qualification and documentary analysis of the ESG criteria of suppliers considered priority for the Company's activities.	In progress.	●
Climate Strategy		Monitor carbon emissions avoided through clean energy production in 2024, providing our progress in sustainability.	This year (Jan-Sep), 7.303.5 GWh of clean energy was generated, avoiding approximately 72 tCO₂ per GWh ⁴ .	●
Energy Efficiency		To expand the Company's sustainable portfolio in the Americas.	In progress.	●
Business Innovation and Resilience		To develop and promote the growth of the Energy Platform through an increase in transaction volume and the launch of new products.	In 3T24, we expanded our Distributed Generation solution to one more state Mato Grosso , bringing our presence to a total of 11 states, serving 2.857 municipalities . We grew our customer base by 82% and increased the volume of energy traded by 75% compared to 2Q24.	●

Notes: (1) Goals purely linked to sustainability do not include targets related to the expansion of our renewable portfolio. (2) Except young apprentices (the ones under the 'Jovem Aprendiz' legal regime). (3) The Janela para o Mundo was born in 2017 as a private social investment program of Serena Energia and, in 2022, was transformed into an institute - a non-profit association - focused on education and income generation. To learn more, visit <https://en.janelaparaomundo.org/>. (4) We use emission data provided by the MCTI (2024, Brazil) and Electricity Maps (2024, United States) as a reference, therefore, the data may be subject to change.

The **pure sustainability targets of our 2024 Corporate Goals**¹ impact the **variable compensation of all coentrepreneurs**², including statutory executives. In line with the Company's strategy, the 2024 ambitions were linked to our selected sustainability material themes and priority Sustainable Development Goals (4, 7, 8, 9, and 13).

Material Theme	SDG	2024 Ambition	2024 Results	Status
Health and Safety		Evolve in the practices of the Health and Safety Management System, ensuring the strengthening of the Company's Safety culture.	In 3Q24, we proceeded with the actions outlined in the annual Occupational Health and Safety plan . Of particular relevance was the 1st Safety Leadership Workshop , which was attended by 30 leaders in São Paulo . We also undertook a review of supplier qualifications, incorporating the Requirements for Critical Activities (RACs) and the creation of Work Permits linked to the RACs.	●
Attracting, Developing, and Retaining Employees		Implement initiatives that contribute to the development of co-entrepreneurs, with special attention to the performance of the Retail business and the development of the Company's leadership	In progress.	●

Notes: (1) Goals purely linked to sustainability do not include targets related to the expansion of our renewable portfolio. (2) Except young apprentices (the ones under the 'Jovem Aprendiz' legal regime).

Status

- In Progress
- Accomplished
- Not Accomplished

[Click here to](#)
**Be part and share
energy prosperity**



Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Financial Statements & Operating Data



9M24 Tax Equity Impact on IFRS Financial Statements: Build Up to Adjusted Cash View (BRL mm)

BALANCE SHEET VIEW

Account	Impact	Δ
Current Assets		- \$ 35.8 mm
Tax Credit	PTC Revenue (Goldman)	- \$ 35.8 mm
Current Liabilities		- \$ 52.2 mm
Loans, Financing and Debentures	IFRS effect of interest accrual	- \$ 52.2 mm
Non-Current Liabilities		- \$ 914 mm
Loans, Financing and Debentures	Tax Equity disbursement	- \$ 914 mm
Equity		+ \$ 930.4 mm
Non controlling interest	Tax Equity Disbursement	+ \$ 914 mm
Accumulated Losses	P&L Result	+ \$ 16.4 mm

CASH FLOW

Account	Impact	Δ
Loss before taxes on income	Net from P&L	- \$ 16.4 mm
Adjustments		+ \$ 52.2 mm
Accrued interest on loans, financing, debenture and leases	IFRS effect of interest accrual	+ \$ 52.2 mm
Change in assets/liabilities		- \$ 35.8 mm
Tax Credit	PTC Revenue – non-Cash	- \$ 35.8 mm
Cash flow from financing activities		\$ 0 mm
Debt raisings	Bridge Loan Take out	- \$ 914 mm
Capitalization by non-controlling shareholder in subsidiary	Tax Equity Disbursement	+ \$ 914 mm
Net Impact on Cash-Flow	Sum of the adjustments above	+ \$ 0 mm

P&L

Account	Impact	Δ
Revenues		- \$ 35.8 mm
(1) Revenues	PTC Revenue – Goldman Sachs' share	- \$ 35.8 mm
Net Financial Results		+\$ 52.2 mm
(2) Financial Expenses	IFRS effect of interest accrual	+ \$ 52.2 mm
Net Income (Losses) in the period		\$ 0 mm
Controlling shareholders (Serena)	Tax Equity Cash Distribution	- \$ 1.0 mm
Non-Controlling shareholders (Tax Equity Partner)	Tax Equity Cash Distribution	+ \$ 1.0 mm
P&L impact	Sum of the adjustments above [(1) + (2)]	+ \$ 16.4 mm

Assets (R\$ million)	3Q24	2Q24	3Q23
Current assets			
Cash and equivalents	1,253.3	1,347.3	758.5
Trade accounts receivable	491.9	381.0	365.6
Recoverable taxes	118.0	193.9	110.4
Related parties	28.5	10.4	0.2
Energy futures contract ¹	725.3	242.9	815.6
Other	147.6	137.1	71.9
Total Current Assets	2,764.5	2,312.7	2,122.2
Non-current assets			
Restricted cash	558.8	351.1	243.3
Trade accounts receivable	36.1	19.3	53.7
Recoverable taxes	33.2	28.6	20.0
Related parties	71.4	60.7	80.5
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	3.0	3.6	2.0
Energy futures contract ¹	443.4	414.8	1,629.5
Other	83.1	88.7	97.8
Total	1,229.0	966.8	2,126.8
Investments	57.8	57.7	982.8
Property, plant and equipment	13,488.4	13,612.5	11,146.0
Intangible assets	2,358.1	2,396.3	1,567.5
Total	15,904.3	16,066.6	13,696.4
Total non-current assets	17,133.3	17,033.4	15,823.2
Total assets	19,897.8	19,346.1	17,945.4

Liabilities and Equity (R\$ million)	3Q24	2Q24	3Q23
Current Liabilities			
Trade accounts payable	334.7	273.8	252.4
Loans, financing and debentures	1,516.1	2,466.2	3,184.7
Labor and tax obligations	163.1	127.4	119.8
Lease liabilities	15.5	14.7	12.8
Related parties	23.0	23.0	0.1
Energy futures contract	650.3	197.1	796.9
Accounts payable on acquisition	70.3	68.0	69.8
Other	27.6	40.4	26.4
Total current liabilities	2,800.5	3,210.5	4,463.0
Non-current liabilities			
Trade accounts payable	96.1	120.4	217.0
Loans, financing and debentures	9,988.0	9,076.7	6,072.3
Lease liabilities	205.8	206.1	156.7
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	542.3	544.7	69.9
Energy futures contract	256.9	220.2	1,474.7
Accounts payable on acquisition	86.8	88.6	131.0
Other	519.1	511.3	249.9
Total non-current liabilities	11,695.1	10,767.8	8,371.6
Total liabilities	14,495.6	13,978.3	12,834.6
Equity			
Capital	4,439.4	4,439.4	4,439.4
Treasury shares	-0.3	-0.3	-
Capital reserves	176.1	176.1	178.7
Profit reserves	653.0	653.0	590.2
Equity valuation adjustment	-0.2	10.4	-46.1
Retained earnings	71.3	35.1	-82.2
Total	5,339.2	5,313.6	5,080.0
Non controlling interest	63.0	54.2	30.8
Total equity	5,402.2	5,367.8	5,110.8
Total liabilities and equity	19,897.8	19,346.1	17,945.4

Income Statement (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Revenue	1,060.1	865.8	22%	761.1	39%	2,509.1	2,058.6	22%
Operating and maintenance costs of energy	-509.0	-392.7	30%	-363.7	40%	-1,213.5	-1,091.7	11%
Administrative, personnel and general expenses	-47.9	-48.4	-1%	-47.9	0%	-126.9	-108.5	17%
Other operating income (expenses)	-2.9	-11.1	-74%	-3.2	-7%	362.0	-8.8	n.a.
Equity income	4.0	30.5	-87%	3.4	17%	10.4	56.5	-82%
EBITDA	504.2	444.1	14%	349.8	44%	1,541.2	906.2	70%
Depreciation and amortization	-192.8	-116.5	66%	-190.2	1%	-544.0	-339.9	60%
EBIT	311.4	327.6	-5%	159.7	95%	997.2	566.3	76%
Net financial result	-248.2	-193.4	28%	-244.3	2%	-731.4	-582.9	25%
Financial income	43.7	25.0	75%	35.0	25%	105.6	95.5	11%
Financial expenses	-291.9	-218.4	34%	-279.4	4%	-837.0	-678.4	23%
EBT	63.3	134.2	-53%	-84.7	-175%	265.8	413.7	-36%
Income taxes	-25.8	-31.7	-19%	-17.9	44%	-195.4	-66.2	195%
Net income (losses)	37.5	102.5	-63%	-102.6	-137%	70.4	347.5	-80%

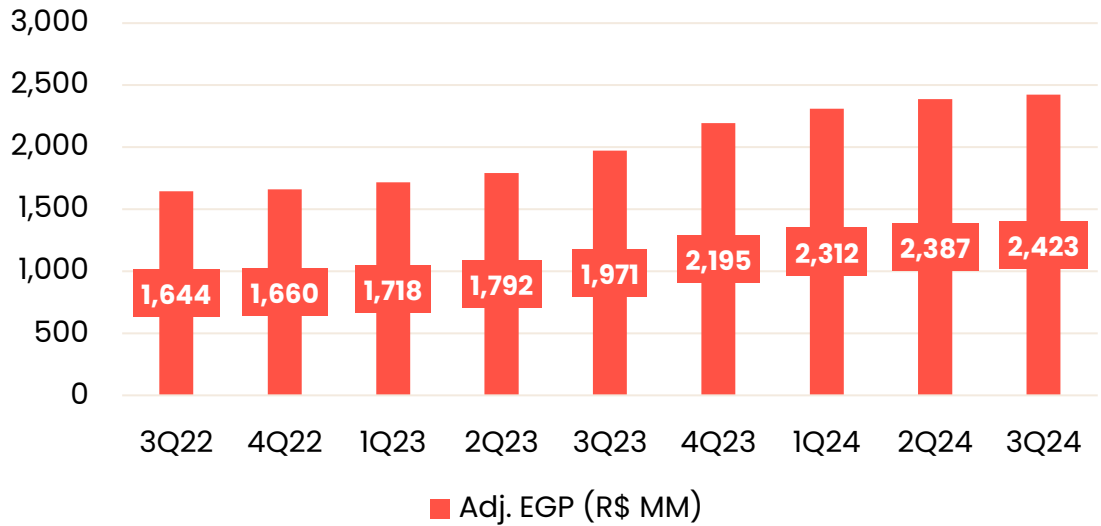
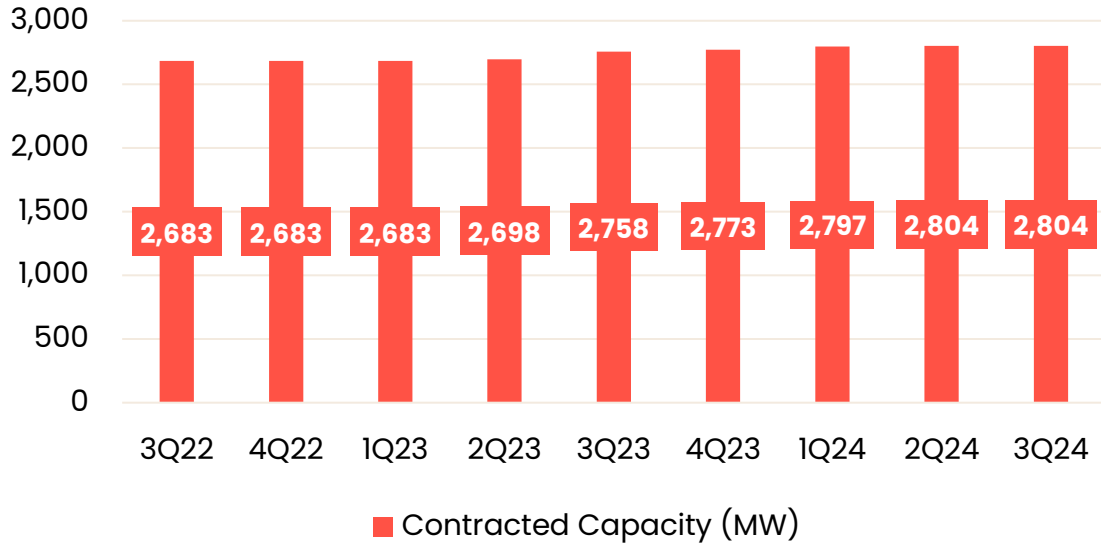
Cash Flows (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
EBT	63.3	134.2	-53%	-84.7	-175%	265.8	-16.6	n.a.
Adjustments	391.3	204.1	92%	417.2	-6%	776.9	783.2	-1%
Δ Working Capital	-142.7	-9.9	n.a.	-64.8	120%	-144.0	90.4	-259%
Dividend received	4.0	10.3	-61%	-	n.a.	7.9	19.7	-60%
Interest paid	-170.2	-177.2	-4%	-213.7	-20%	-744.1	-551.3	35%
Federal income tax paid	-14.6	-7.5	95%	-17.8	-18%	-52.8	-32.2	64%
Cash flow from operating activities	131.0	153.9	-15%	36.2	262%	109.8	293.2	-63%
Acquisition of investments	-	-	n.a.	-4.4	n.a.	233.4	-	n.a.
CAPEX	-62.7	-451.3	-86%	-128.6	-51%	-311.8	-1,891.8	-84%
Marketable securities – restricted cash	-47.3	11.3	-520%	-317.8	-85%	-415.9	80.7	-615%
Cash flow from investing activities	-110.0	-440.0	-75%	-450.8	-76%	-494.3	-1,811.1	-73%
Debt Raising	102.6	496.2	-79%	448.8	-77%	2,515.5	1,312.9	92%
Amortizations	-92.5	-203.5	-55%	-266.8	-65%	-2,083.3	-530.6	293%
Capital contribution from non-controlling shareholder	7.5	12.4	-40%	9.9	-24%	26.9	28.9	-7%
Leases paid	-9.3	-4.9	90%	-5.5	70%	-20.2	-15.7	28%
Premium paid for stock options granted	-	7.3	n.a.	-	n.a.	-	7.3	n.a.
Cash flow from financing activities	8.3	307.5	-97%	186.4	-96%	439.0	802.8	-45%
Net increase (decrease) in cash	29.3	21.4	37%	-228.3	-113%	54.4	-715.1	-108%
Cash and cash equivalent at beginning of period	82.4	736.6	-89%	307.5	-73%	53.6	1,473.0	-96%
Exchange rate variation	-0.8	0.4	-287%	3.2	-124%	2.9	0.6	402%
Cash and cash equivalent at end of period	110.9	758.5	-85%	82.4	35%	110.9	758.5	-85%

Balance Sheet – 100% view

Assets (R\$ million)	3Q24	2Q24	3Q23
Current assets			
Cash and equivalents	9.6	10.2	32.5
Trade accounts receivable	4.4	3.4	3.1
Other	2.0	2.1	1.7
Total Current Assets	16.0	15.7	37.4
Non-current assets			
Restricted cash	3.4	3.3	3.2
Other credits	1.2	1.2	1.2
Property, plant and equipment	82.0	81.5	83.4
Intangible assets	7.6	7.8	8.4
Total non-current assets	94.2	93.8	96.1
Total assets	110.2	109.5	133.5
Liabilities and Equity (R\$ million)	3Q24	2Q24	3Q23
Current liabilities			
Trade accounts payable	2.5	0.6	0.7
Loans, financing and debentures	2.2	3.9	6.6
Labor and tax obligations	1.6	1.0	1.3
Other obligations	0.3	0.6	0.2
Total current liabilities	6.7	6.1	8.8
Non-current liabilities			
Loans, financing and debentures	-	-	2.2
Other obligations	0.3	0.3	0.2
Total non-current liabilities	0.3	0.3	2.4
Total liabilities	7.0	6.4	11.2
Equity			
Capital	41.4	41.4	41.4
Profit reserves	40.0	47.7	54.0
Retained earnings	21.8	14.1	26.9
Total equity	103.1	103.1	122.3
Total liabilities and equity	110.2	109.5	133.5

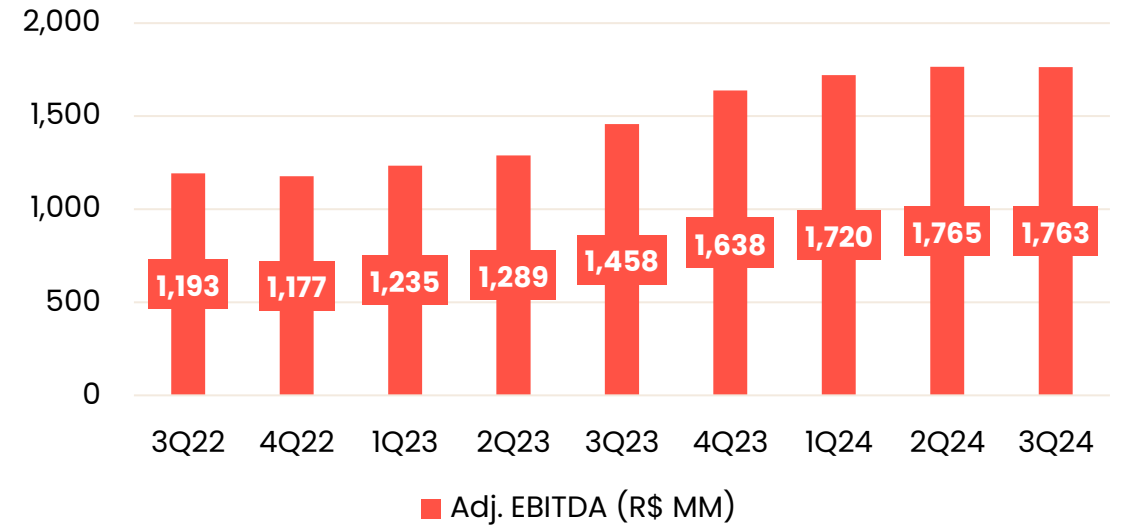
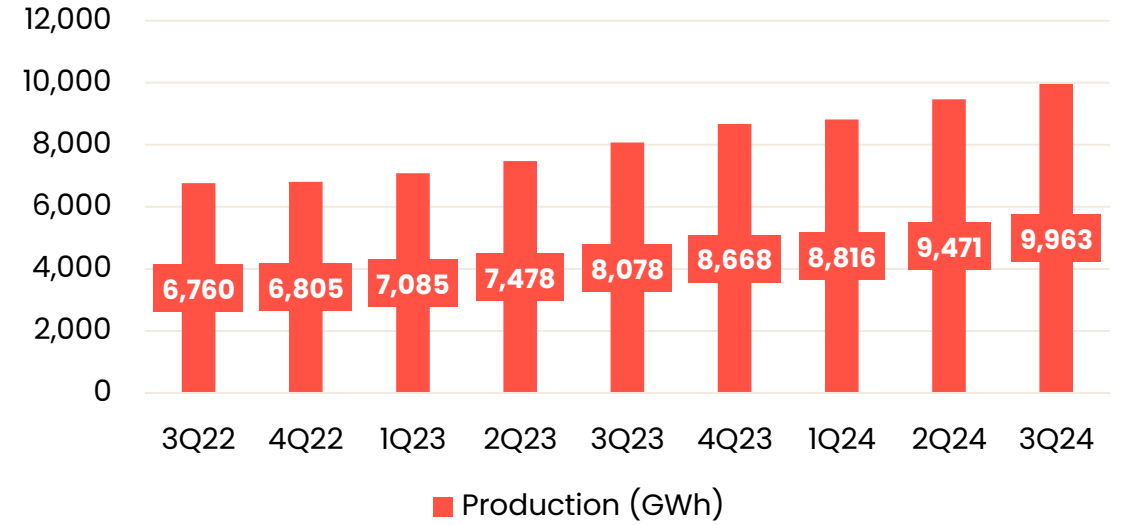
Income Statement – 100% view

Income Statements (R\$ million)	3Q24	3Q23	Var.	2Q24	Var.	9M24	9M23	Var.
Revenues	12.9	9.3	38%	9.3	38%	32.2	36.2	-11%
Total costs and expenses	-3.8	-2.2	77%	-1.2	228%	-6.6	-5.7	15%
EBITDA	9.0	7.1	27%	8.2	11%	25.7	30.5	-16%
Depreciation and amortization	-1.0	-1.0	2%	-1.1	-1%	-3.0	-3.1	-1%
EBIT	8.0	6.1	31%	7.1	12%	22.6	27.4	-18%
Net financial result	0.2	0.7	-68%	0.1	147%	0.4	1.5	-75%
Financial income	0.3	0.9	-68%	0.2	47%	0.7	2.3	-69%
Financial expenses	-0.1	-0.2	-68%	-0.1	-36%	-0.3	-0.8	-59%
EBT	8.2	6.8	20%	7.2	14%	23.0	29.0	-21%
Income taxes	-0.5	-0.6	-17%	-0.4	40%	-1.2	-2.1	-40%
Net income	7.7	6.2	24%	6.8	13%	21.8	26.9	-19%



E. Financial Statements & Operating Data

Key Metrics Charts - Trailing 12 Months (TTM)



For more detailed information, please access our **Complete Financials Worksheet**, available at our investor's relations website.

<https://ri.srna.co>

Investor Relations

ri@srna.co

Tel.: +55 (11) 3254-9810

Disclaimer: This presentation does not constitute an offer, or an invitation or solicitation for an offer, to purchase any securities issued by the Company. This material contains statements that are forward-looking, which are only predictions and may not be deemed as guarantees of future performance. Such forward-looking statements are and will be subject to many risks, uncertainties and factors that may cause the actual results of the Company to be materially different from any future results expressed or implied in such forward-looking statements. Readers are cautioned not to rely on any such forward-looking statements in making any investment or business decision. No representation or warranty, express or implied, is made concerning the accuracy, fairness or completeness of the information presented herein. The Company does not undertake any obligation to update or correct this material or any information contained herein.