

Release de Resultados 1T24

Indicadores 1T24

Produção de Energia¹

1.950,9 GWh

8% ↑ YoY
(1T24 X 1T23)

Lucro Bruto de Energia²

R\$ 524,6 milhões

28% ↑ YoY
(1T24 X 1T23)

Lucro Bruto Unitário³

R\$ 271,2/ MWh

18% ↑ YoY
(1T24 X 1T23)

EBITDA²

R\$ 367,9 milhões

29% ↑ YoY
(1T24 X 1T23)

Caixa Total²

R\$ 1,55 bilhão

18% ↑ QoQ
(1T24 x 4T23)

Lucro Bruto

Plataforma de Energia⁴

R\$ 42,5 milhões

R\$ 35,2 milhões ↑ YoY
(1T24 x 1T23)

Dívida Líquida²

R\$ 8,52 bilhão

11% ↓ QoQ
(1T24 x 4T23)

Lucro Líquido²

-R\$ 104,5 milhões

R\$ 20,5 milhões ↓ YoY
(1T24 x 1T23)

<u>Sumário</u>	<u>4</u>
<u>A. Unidades de Negócios</u>	<u>6</u>
<u>1. Balanço Energético & Plataforma</u>	<u>7</u>
<u>2. Gestão de Ativos</u>	<u>10</u>
<u>3. Desenvolvimento</u>	<u>14</u>
<u>B. Performance Financeira</u>	<u>19</u>
<u>C. Guidance</u>	<u>30</u>
<u>D. Métricas de Sustentabilidade</u>	<u>31</u>
<u>E. Demonstrativos Financeiros & Dados Operacionais</u>	<u>34</u>



SUMÁRIO 1T24

Encerramos o 1T24 no rumo para atingir nossas metas financeiras para o ano completo, apesar da incidência mais fraca de recursos naturais entre janeiro e março. O robusto resultado de R\$ 42,5 milhões gerado pela Plataforma de Energia, somado a uma gestão efetiva da disponibilidade e eficiência dos ativos, resultou em um Lucro Bruto de Energia¹ de R\$ 524,6 milhões – um aumento de 28% em relação ao 1T23 –, que é cerca de R\$ 43 milhões (~8%) abaixo do nosso plano para o trimestre, um valor bastante razoável considerando o déficit de 14,6% (realizado Vs P50) em recursos naturais explicado por frentes frias prolongadas e maior umidade que impactaram principalmente nosso projetos na Bahia.

A produção no 1T24 atingiu 1.950,9 GWh, um aumento de 8% com relação ao 1T23 devido ao aumento de capacidade instalada, mas 13,5% abaixo de nossas expectativas. O EBITDA¹ totalizou R\$ 367,9 milhões com um Prejuízo Líquido¹ de R\$ 104,5 milhões, comparado a R\$ 84 milhões no 1T23 – variação relacionada a um aumento de R\$ 51 mm nas despesas financeiras, um aumento de R\$ 82,6 mm no EBITDA Ajustado e um aumento de R\$ 53,6 mm no D&A. Como visto nos anos anteriores, o prejuízo no primeiro trimestre é amplamente explicado pela sazonalidade, e vale mencionar que, em 2024, nossos trimestres mais fortes continuarão sendo o 3T e o 4T (combinados, concentram mais de 60% do Lucro Bruto), impulsionados pela sazonalidade eólica no Brasil e pelos preços mais altos de energia nos EUA.

A Dívida Líquida¹ totalizou R\$ 8,5 bilhões e a Dívida Líquida / EBITDA 5,0x, enquanto a Dívida Líquida / EBITDA da Serena Geração atingiu 2,8x, ambas seguindo a trajetória de desalavancagem planejada, resultante do aumento das receitas dos novos ativos comissionados ao final de 2023 / início de 2024. No trimestre, além do (i) investimento via *tax-equity* do Goldman Sachs – US\$ 184,7 milhões (~R\$ 914 milhões²), nós (ii) emitimos uma debênture de longo prazo (11 a 17 anos) no valor de R\$ 825 milhões referente aos Assuruás 4 e 5³, amortizando R\$ 730 milhões em empréstimos-ponte e (iii) desembolsamos mais R\$ 83,8 milhões da linha FDNE de Assuruá 5 (~R\$ 140 milhões adicionais contratados ainda a serem desembolsados).

No final de março, concluímos⁴ a permuta de ativos com a EDFR anunciada em julho de 2023. A Serena agora detém 100% do Complexo Eólico Ventos da Bahia (364,1 MW de capacidade instalada) e a EDFR detém 100% do Complexo Solar Pirapora (321 MW de capacidade instalada), aumentando a capacidade instalada da Serena para 2.704,8 MW e trazendo um potencial promissor de criação de valor adicional. Na frente de Geração Distribuída, progredimos bem na implantação dos projetos, com 35 usinas (89,5 MW) em construção ou concluídas e, com exceção de atrasos pontuais relacionados à infraestrutura das distribuidoras em algumas das usinas, esperamos que a implantação de GD seja tão bem-sucedida quanto aquelas de Goodnight e Assuruás.

Recentemente, as vendas de GD têm superado nossas expectativas, tendo a aquisição de novos clientes no 1T24 ficado acima do planejado, com um CAC para GD abaixo do orçamento. Em resumo, nossa ambição de expandir a base de clientes, especialmente entre pequenas e médias empresas, e alcançar mais de 20.000 clientes ativos na Comunidade Serena até 2025, torna-se mais tangível a cada novo trimestre. No momento, estamos confiantes em ter toda a produção de nossas novas usinas de geração distribuída vendida através de iniciativas de marketing e vendas diretas de nossa plataforma digital de energia até meados de 2025.

Com a conclusão do nosso maior programa de investimentos até o momento (R\$ 4,5 bilhões investidos nas expansões de Assuruá e Goodnight 1) com retornos acima do mercado, voltamos a priorizar o aumento da lucratividade de nossos ativos operacionais. Em 2024, almejamos gerar até 0,5 bilhão de lucro bruto adicional (Valor Presente) nos EUA e no Brasil, enquanto focamos em uma forte geração de caixa para atingir um patamar de Dívida Líquida / EBITDA em torno de 4,5x no final de 2024 / início de 2025.

Desafios como períodos desfavoráveis de recursos naturais sempre existirão, mas enfrentá-los e navegar na complexidade é precisamente o que distingue as empresas em um mercado em rápida expansão como a geração de energia renovável. Seja diversificando nosso portfólio, melhorando margens em ativos existentes, implementando estratégias eficazes de *hedge* ou capitalizando oportunidades econômicas a partir da transformação de ativos adquiridos, a Serena tem consistentemente entregado um forte desempenho financeiro aos seus acionistas desde sua fundação. Os resultados alcançados tem angariado apoio contínuo da comunidade de investimentos, o que é exemplificado pela recente conclusão de nossa 5ª transação de ECM em 6 anos. Essa transação de R\$ 775 mm, promovida pela Tarpon, envolveu uma oferta 100% secundária e trouxe 55 novos investidores qualificados para nossa base de acionistas que apoiarão nossa jornada rumo à energia da prosperidade.

DESTAQUES 1T24

Produção de Energia⁵

- 1.950,9 GWh Produção de Energia: +8% YoY

Rentabilidade

- R\$ 271,2/MWh Lucro Bruto Unitário⁶: +19% YoY
- R\$ 524,6 mm Lucro Bruto de Energia¹: +29% YoY
- R\$ 367,9 mm EBITDA¹: +29% YoY
- -R\$ 104,5 mm Lucro Líquido¹: R\$ 20,5 mm YoY

Caixa e Financiamentos

- Fluxo de Caixa Operacional¹ de R\$ 253 mm: +6% YoY
- R\$ 1,6 bi Caixa Total Aj.¹: +18% QoQ e -4% YoY
- R\$ 8,5 bi Dívida Líquida Aj.¹: -11% QoQ e +3% YoY
- Dívida Líquida / EBITDA Serena Geração: 2,8x (Vs. *Covenant* de 4,5x)

Desenvolvimento

- Assuruá 4 (211,5 MW) entrada em operação em fev. 2023
- Assuruá 5 (243,6 MW) entrada em operação em out. 2023
- Goodnight 1 (265,5 MW) entrada em operação em jan. 2024
- Geração Distribuída: 13 usinas energizadas (35 MW) até abr. 2024

Outros

- R\$ 42,5 mm Lucro Bruto de Energia da Plataforma⁷: +R\$ 35,2 mm YoY
- Desembolso *Tax Equity*: US\$ 184,7 mm
- Emissão de debêntures³: R\$ 825 mm
- Conclusão da permuta de ativos com a EDFR⁴

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera a participação proporcional dos investimentos da Serena durante o 1T24 (50% de participação em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, 51% em Pipoca e 70% na JV de Geração Distribuída com a Apollo – Arco Energia S.A.). Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity e de itens não recorrentes. 100% da Ventos da Bahia 1, 2 e 3 foi consolidada no Balanço Patrimonial. (2) Considera PTAX de R\$ 4.9468. (3) Conforme divulgado em 22 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). (4) Conforme divulgado em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). (5) Considera participação de 50% em Pirapora e Ventos da Bahia 1. 2 e 3 e 100% em Pipoca. (6) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (7) Não considera receitas de Atributos Ambientais.



 **serena**

Goodnight 1 – 265,5 MW (Entrada em operação comercial em janeiro 2024)

PRINCIPAIS INDICADORES

1

Plataforma & Balanço de Energia

Indicadores	Unidade	1T24	1T23	Var.	4T23	Var.
Plataforma de Energia						
Vendas de Energia	GWh	1.190,8	1.411,9	-16%	1.753,0	-32%
Balanço Energético – Portfólio						
Capacidade Instalada Contratada ¹	MW	2.796,8	2.683,3	4%	2.772,9	1%
GF vendida através de acordos de fornecimento de energia (2024-33) ²	%	91%	84%	6 p.p.	90%	1 p.p.
P50 vendido através de acordos de fornecimento de energia (2024-33) ³	%	89%	82%	4 p.p.	87%	-1 p.p.
Preço Médio de Vendas (2024-33) ⁴	R\$/MWh	219,7	212,8	3,3%	218,0	0,8%

2

Gestão de Ativos

Capacidade Instalada Operacional	MW	2.683,3	2.174,3	23%	2.414,8	11%
Produção de Energia ¹	GWh	1.950,9	1.803,2	8%	2.658,4	-27%
Recurso Bruto	GWh	2.164,6	2.036,9	6%	2.892,5	-25%
Disponibilidade (GWh)	GWh	5.559,2	4.399,7	26%	5.050,1	10%
Disponibilidade (%)	%	96,2%	95,9%	0,3 p.p.	95,6%	0,5 p.p.
Disponibilidade Ajustada ⁵	%	96,8%	96,7%	0,1 p.p.	97,2%	-0,4 p.p.

3

Desenvolvimento⁵

Assuruá 4: Execução (211,5 MW)	%	100%	100%	-	100%	-
Assuruá 5: Execução (243,6 MW)	%	100%	60%	40 p.p.	100%	-
Goodnight 1: Execução (265,5 MW)	%	100%	39%	61 p.p.	98%	2 p.p.
GD: Execução (92,0 MW)	%	38%	-	-	22%	16 p.p.
GD: Lançado (108,5 MW)	%	85%	-	-	82%	23 p.p.
Pipeline	MW	6.540,8	6.325,1	3%	6.540,8	n.a.

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website.(1) Considera 50% de participação em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 100% em Pipoca. A partir do 1T24, com a conclusão da permuta de ativos com a EDFR (Saiba mais no Comunicado ao Mercado). (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. Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (4) Preços médios na data-base 01/01/2024 para o 1T24 e data-base 01/01/2023 para o 1T23 e 4T23. Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados para o 1T23 e 4T23. Considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 a partir do 1T24. (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.

ABERTURA DO PORTFÓLIO DO BALANÇO ENERGÉTICO

	Distribuição do Portfólio de Energia ¹ [MWm.]	2024	2025	2026	2027	2028	2029–2033 ⁹
Recursos & Vendas de Energia	Total Recursos Sob Gestão (A)	1.292,3	1.324,3	1.299,8	1.294,8	1.305,8	1.244,8
	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Geração Distribuída – P50 – Solar (BR)	18,7	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
	P50 Certificação – Eólico (US)	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
	Compra para revenda (BR)	61,0	79,4	55,0	50,0	61,0	0,0
Nível de Contratação	Vendas de Energia (B)	1.185,5	1.283,5	1.241,8	1.237,6	1.260,8	1.077,3
	Mercado Regulado (BR)	512,4	514,7	514,7	514,7	514,1	514,7
	Mercado Livre (BR) ³	604,2	697,0	655,3	651,1	674,8	490,8
	Opção de Venda (Put) (US)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
	Geração Distribuída – Solar (BR)	18,7	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
	Energia Descontratada (C = A–B)	106,8	40,8	58,1	57,2	45,0	167,5
	Nível de Contratação [%] (D = B/A)	92%	97%	96%	96%	97%	87%
Preço Médio ⁹	Contratação (@Garantia Física) ⁴	92%	97%	96%	96%	97%	87%
	Energia Descontratada (@Garantia Física)	8%	3%	4%	4%	3%	13%
	Energia Descontratada (@P50) ⁵	11%	5%	6%	6%	5%	15%
	Preço Médio de Venda ⁹ [R\$/MWh]	227,4	223,6	223,2	221,8	215,2	215,4
	Mercado Regulado ⁶ (R\$/MWh)	250,4	248,0	248,0	248,0	248,0	243,1
	Mercado Livre ⁶ (R\$/MWh)	207,2	198,8	194,8	190,9	180,4	173,2
	Preço Merchant – Goodnight (US\$/MWh) ⁷	27 (R\$ 134,6)	40 (R\$ 198,8)	44 (R\$ 220,0)	47 (R\$ 232,6)	45 (R\$ 221,2)	45 (R\$ 224,6)
	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% de participação em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 51% em Pipoca) para o IT24. A partir do 2T24, com a conclusão da permuta de ativos com a EDFR (saiba mais no [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\$ 4,95. (8) Não considera a variação anual de tarifas. (9) Média ponderada.

DESTAQUES PORTFÓLIO

Balanço Energético

Mantemos nosso alto nível de contratação para nossa produção nos próximos 10 anos, e buscando aumentar nossas margens por meio de novas iniciativas de comercialização. Atualmente, ~90% de nossa garantia física de 10 anos está contratada e prevemos o potencial de aumentar nosso lucro bruto de longo-prazo em até 0,5 bilhão (VPL) em novos negócios que podem ser fechados até o final de 2024 nos EUA e no Brasil.

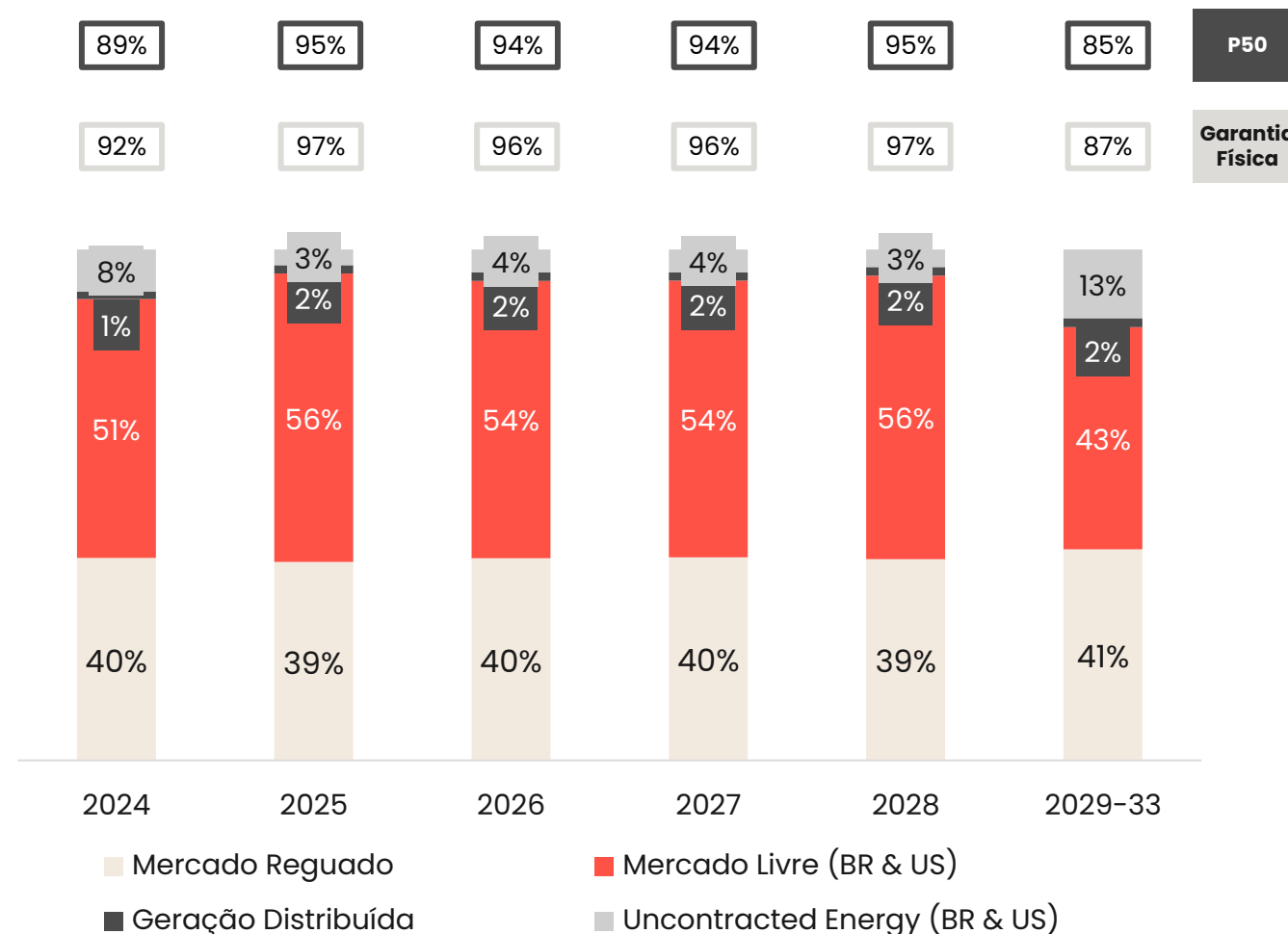
- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, ~94% de contratação entre 2024 e 2033 (equivalente a ~92% do P50 contratado);
- Nossos esforços de venda de GD no Brasil estão em andamento paralelamente à construção de ativos e nossa meta é vender todo o volume de produção contratada até meados de 2025;
- Ainda estamos em uma estratégia *merchant* nos EUA, mas o aumento dos preços da energia renovável no país nos traz a opção de aumentar ainda mais as margens de longo-prazo de GN 1.

Preço Médio

A partir de 2024, nosso preço de venda médio de 10 anos¹ de R\$ **220/MWh** (2024-33):

- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, **R\$ 214,2/MWh** de preço médio de vendas¹ até 2033 (mercados livre e regulado);
- US\$ 43/MWh**, esperados, para Goodnight 1 (energia + RECs) até 2033¹;
- R\$ 500/MWh** preço médio para geração distribuída.

Balanço Energético (% nível de contratação @GF² e @P50³)



DESTAQUES PLATAFORMA DE ENERGIA

Volumes de energia no mercado livre e resultados financeiros

- **R\$ 47,9 mm** de LBE da Plataforma de Energia no 1T24, principalmente pela liquidação de posição a um preço maior do que o esperado (R\$ 42,5 mm @VPL);
- **2.710,5 GWh** de vendas de energia entre 2025-2033;
- **1.190,8 GWh** de energia vendida no 1T24.

Lucro Bruto de Energia realizado – Mercado Livre

Atualmente, temos R\$ 235 mm em Lucro Bruto de Energia Realizado na Plataforma de Energia que serão convertidos em caixa nos próximos 10 anos. R\$ 170 mm nos próximos 4 anos.

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

Geração Distribuída

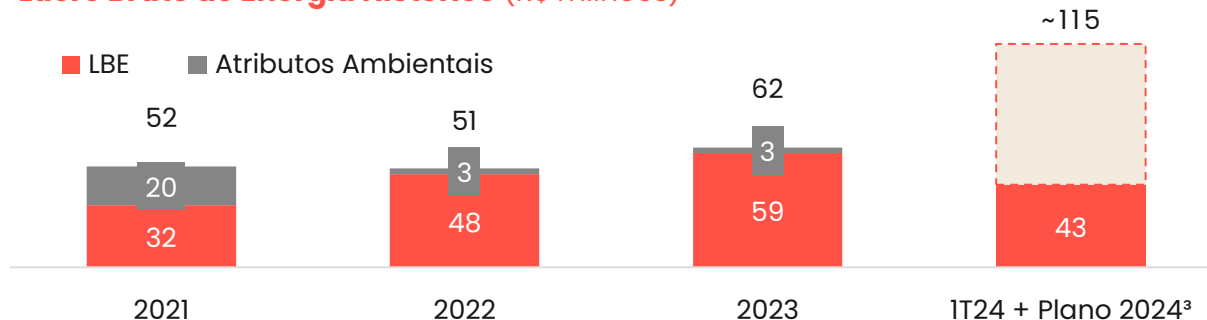
- 144,5 MW de projetos contratados (incluindo investimentos próprios da Serena e acordos com outros fornecedores), resultando em uma margem comercial estimada de R\$ 20-25 milhões por ano quando todos os projetos estiverem operando.
- Expectativa de R\$ 200-250 mm adicionais até 2033 em Lucro Bruto de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

Plano da nossa Plataforma de Energia

A Plataforma de Energia é um elemento estratégico fundamental de nosso modelo de negócios, com a função de expandir nossa base de clientes e aumentar o retorno total. Com base em nosso Guidance, esperamos que a plataforma cresça ~50% este ano e continue uma forte trajetória de Lucro Bruto com recorrência devido a:

- Produtos do mercado livre para pequenos e médios consumidores (Abertura do Mercado Livre no BR) por meio de nossos planos de energia digital de longo prazo;
- Produtos de geração distribuída que oferecem a pequenas empresas e residências planos de energia digital de longo prazo;
- Transações de energia sob medida;
- *Upside*: Lançamento da plataforma de energia dos EUA no final de 2024 (o cenário mais provável é o lançamento em 2025).

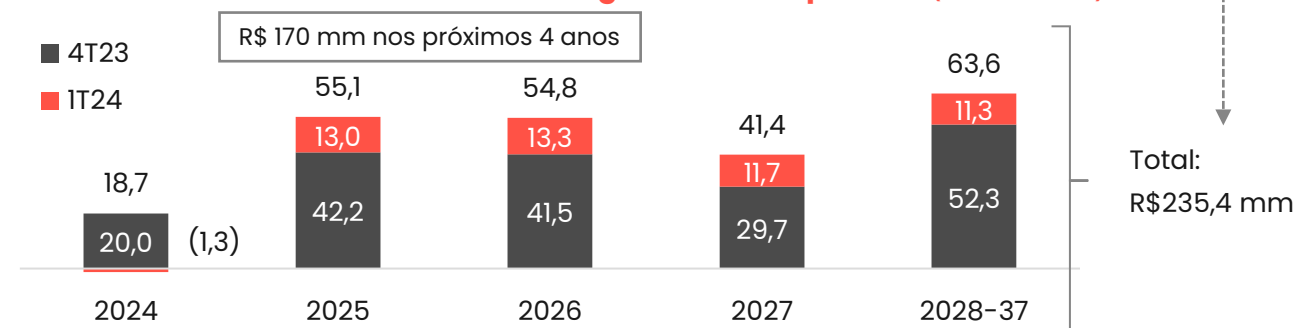
Lucro Bruto de Energia Histórico (R\$ milhões)



Lucro Bruto de Energia Realizado (posições futuras travadas) (R\$ milhões)



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



Sumário Operacional

No 1T24, a produção aumentou 8%, considerando os novos ativos. Em uma base de ativos iguais, a produção diminuiu 11%, principalmente devido aos recursos do Cluster Bahia.

Ativos Operacionais	Capacidade Instalada (MW)	P50 (MWm) ^{3,4}	Garantia Física (MWm) ⁴	Produção de Energia (GWh)		
				1T24	1T23	Var.
Portfólio BR	2.417,8	1.177,2	1.109,4	1.730,0	1.803,2	-4%
Complexo Delta	573,8	316,6	298,0	445,8	424,3	5%
Complexo Bahia	990,2	549,6	495,6	652,2	731,8	-11%
Assuruá	808,1	454,2	409,2	517,5	552,0	-6%
Ventos da Bahia ¹	182,1	95,4	86,4	134,7	179,8	-25%
Complexo SE/CO	271,1	101,4	96,8	243,7	271,2	-10%
Pipoca ²	20,0	10,3	11,9	33,4	37,7	-12%
Serra das Agulhas	30,0	12,9	12,9	60,1	44,1	36%
Indaiás	32,5	23,7	22,4	47,6	63,3	-25%
Gargaú	28,1	7,9	7,1	11,4	19,4	-41%
Pirapora ¹	160,5	46,7	42,6	91,2	106,6	-14%
Complexo Chuí	582,8	209,6	219,0	388,3	375,9	3%
Portfólio US	265,5	100,4	n.a.	220,9	0,0	n.a.
Complexo Goodnight	265,5	100,4	n.a.	220,9	0,0	n.a.
Total Portfólio	2.683,3	1.277,6	1.109,4	1.950,9	1.803,2	8%
Outros Indicadores Operacionais	-	-	-	1T24	1T23	Var.
Recurso Bruto (GWh) – Portfólio	-	-	-	2.164,6	2.036,9	6%
Disponibilidade (%) – Portfólio	-	-	-	96,2%	95,1%	1.1 p.p.
Disponibilidade Aj.(%) ⁵ – Portfólio	-	-	-	96,8%	96,7%	0.1 p.p.

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados (50% de participação em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 51% em Pipoca) para o 1T24. A partir do 2T24, com a conclusão da permuta de ativos com a EDFR (saiba mais no [Comunicado ao Mercado](#)), considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 nos resultados operacionais. (2) Considera 100% de Pipoca. (3) P50 de longo-prazo. Líquido de efeito estouro de todas as expansões e ponderado por dados operacionais. (4) Não considera perdas da rede básica e perdas internas. (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).

PRODUÇÃO DE ENERGIA (análise YoY)

Durante o 1T24, a produção de energia ficou abaixo do esperado, principalmente devido aos recursos do Cluster Bahia e, em menor escala, dos Clusters SE/CO, Goodnight e Chuí. O Cluster Delta apresentou volumes sólidos no 1T (conforme explicado na [tabela da página 12](#))

1T24 vs. 1T23

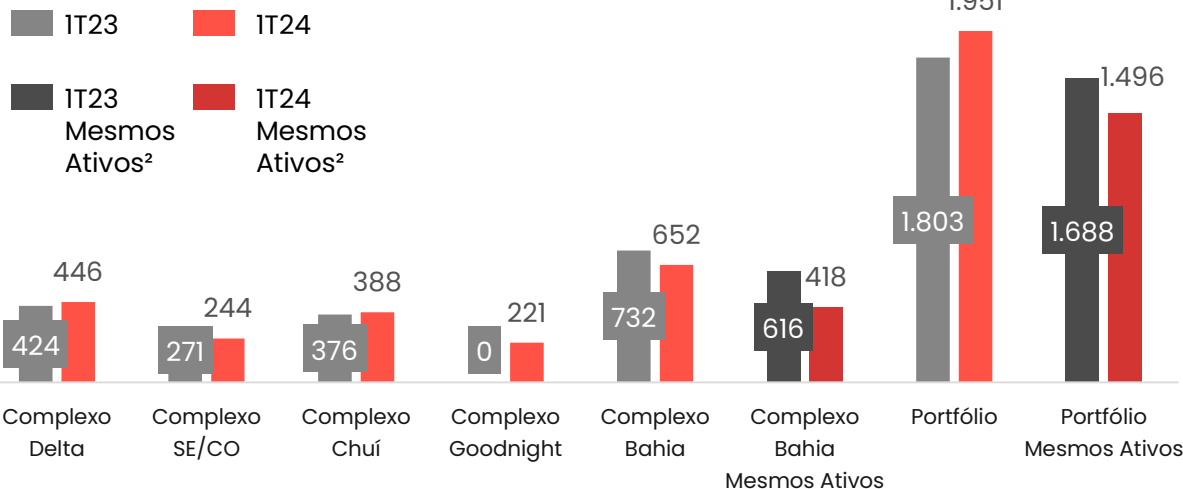
Produção de Energia¹ no 1T24 cresceu 8% YoY para 1.950,9 GWh, principalmente por:

↑ 220,9 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;

↑ 118,7 GWh de novos ativos em Assuruá (Assuruá 4 e Assuruá 5);

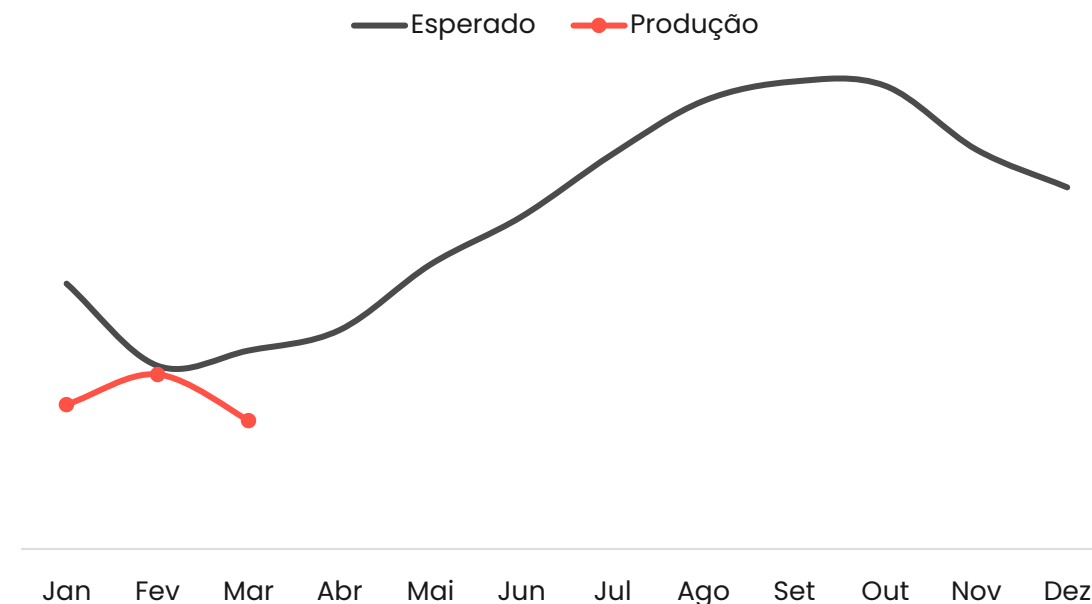
↑ Na base dos mesmos ativos, a produção diminuiu 11% com relação ao ano anterior, principalmente devido aos resultados abaixo do esperado na Bahia. Em relação ao ano anterior, os clusters Bahia (-32%) e SE/CO (-10%) foram parcialmente compensados pelo sólido desempenho dos clusters Delta (+5%) e Chuí (+3%).

Produção de Energia¹ (por Cluster) – em GWh



PRODUÇÃO DE ENERGIA (visão mensal) – em GWh

- Apesar do 1T24, a produção de energia ficou 13,5% abaixo do esperado, principalmente devido à maior duração das frentes frias e à maior umidade/formação de tempestades no cluster Bahia. Apesar disso, nossa execução de alto nível e nossa capacidade criativa de encontrar otimizações no balanço energético e nos custos e despesas nos permitiram apresentar resultados financeiros em linha com o esperado.
- Mais informações sobre o desempenho financeiro podem ser encontradas na [seção B das páginas 19 a 30](#).

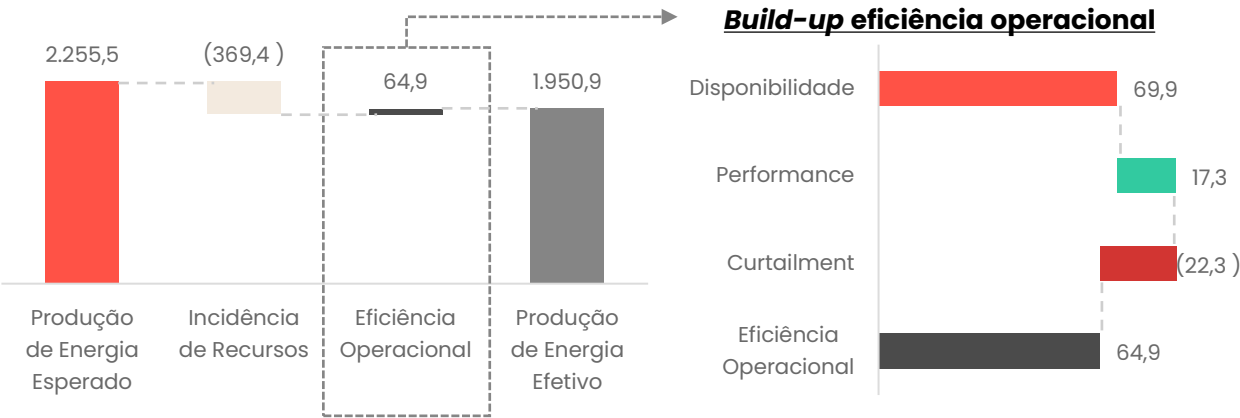


EFICIÊNCIA OPERACIONAL (abertura 1T24)

A eficiência operacional no 1T24 foi de 64,9 GWh acima de nossa meta (~R\$ 9,1 mm), principalmente devido a:

- ↑ Disponibilidade: Ganho de 69,9 GWh (~R\$ 9,8 mm), principalmente por (i) ganhos de eficiência nas manutenções anuais da Bahia e Chuí - ambas já concluídas, bem como (ii) a realocação das manutenções anuais nos Deltas de janeiro/fevereiro - quando os recursos estavam acima do esperado - para meses de menor incidência de ventos esperada.
- ↑ Performance: Ganho de 17,3 GWh (~R\$ 2,4 mm) principalmente nos Deltas, decorrente de iniciativas como os *power-ups* e *ETPO*¹, que melhoraram os desempenhos de nossos aerogeradores.
- ↓ Curtailment: Perda de 22,3 GWh (~R\$ 3,1 mm). Em nosso portfólio, Assuruá (16,2 GWh) teve o maior impacto neste trimestre. Vale ressaltar que, no 1T24, o curtailment² do ONS representou menos de 1% da produção do nosso portfólio no período (o que representa ~0,4% do Lucro Bruto de Energia). Além disso, o *curtailment* no ERCOT³ foi de 6,1 GWh (~R\$ 0,9 mm).

Análise Performance Operacional- 1T24 em GWh



INCIDÊNCIA DE RECURSOS (1T24 vs. Esperado) – em GWh

Cluster	Recurso Bruto vs. Esperado ⁴	Comentários
Complexo Delta (573,8 MW)	-39,8 GWh (-7,8 %)	O Delta teve um início de ano sólido (jan e meados de fev), com recursos acima do esperado. Em março, o Cluster teve chuvas acima da média que compensaram esses resultados, levando a recursos 7,8% abaixo do esperado.
Complexo Bahia ¹ (990,2 MW)	-264,0 GWh (-26,5%)	Os recursos da Bahia foram afetados pela umidade acima da média e pela incidência de frentes fria. Assuruá (-213,5 GWh) e Ventos da Bahia (-50,5 GWh).
Complexo SE/CO ¹ (271,1 MW)	-22,0 GWh (-7,9%)	Recursos hídricos líquidos em linha com o esperado e recursos eólicos e solares líquidos 16% (-21,4 GWh) abaixo do esperado devido a uma estação mais chuvosa na região do Cluster.
Complexo Chuí (582,8 MW)	-35,2 GWh (-7,3%)	A incidência de frentes frias abaixo da média histórica levou a recursos abaixo do esperado.
Complexo Goodnight (265,5 MW)	-8,4 GWh (-3,2%)	Goodnight entrou em operação em janeiro, com recursos abaixo do esperado.
Total	-369,4 GWh (-14,6%)	

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, 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) Electric Reliability Council of Texas, onde está o Cluster Goodnight. (4) Geração esperada para uma determinada incidência de recursos. Fonte: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) e dados da empresa.



● Xique-Xique



Assuruá 5 – 243,6 MW (Entrada em operação comercial em outubro 2023)

Goodnight 1

Armstrong County – Texas (265,5 MW)

Entrada em operação comercial no 1T24. No prazo, com economia de CAPEX e com retorno em linha com o plano.

A Serena recebeu US\$ 184,7 milhões com o recebimento do Tax Equity do Goldman Sachs.



59

/59

WTGs operacionais
(Operação Comercial)

59

/59

WTGs Completas
(Montagem)

59

/59

WTGs Entregues
(Entrega)

Civil:

100%

Elétrico:

100%

Montagem:

100%

COD:

100%

Outras Informações:

Expectativa EBITDA²
Ano Completo:

US\$ 20 mm – US\$ 25 mm

Fornecedor WTG/O&M:
Vestas

Fator Capacidade: 37,8%

Entrada em Operação: 1T24

CAPEX:

US\$ 298 mm¹

Total Capex Estimate³:
Em linha com o esperado:
(US\$ 295 mm – US\$ 300 mm)

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) Até o 1T2024. (2) Primeiro ano completo do ativo. Em termos nominais. Não considera o *tax-equity* e a alocação especial (*special allocation*) do primeiro ano no EBITDA de Goodnight 1. (3) De um investimento total esperado entre US\$ 410 mm e 430 mm. (US\$ 410 mm já investidos | US\$ 414 mm esperados).



Geração Distribuída

SE, NE e MW (92 MWac¹)

15 projetos conectados à rede.



35_{MW}

Energizados
(conectados à rede)

89.5_{MW}

Em construção

92_{MW}

Capacidade
Contratada (NTP)

Energização:

38%

Montagem:

90%

Obra Civil:

90%

Suprimentos:

100%

Outras Informações:

**Expectativa EBITDA³
Ano Completo:**
R\$ 65 mm – R\$ 75 mm

Fornecedor: WEG

Fator Capacidade: ~31%
(primeiro ano)

Entrada em Operação:
January 2023

CAPEX:

R\$ 280 mm²

Total Capex Estimate⁴:

R\$ 424 mm – R\$ 474 mm

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia atualmente detém participação de 72%. 87 MW da JV com Apolo (70%) e 5 MW de investimento próprio da Serena (100%). (2) Até o 1T2024. Participação proporcional da Companhia. (3) Primeiro ano completo de EBITDA para 100% da capacidade contratada. Participação proporcional da Companhia. (4) Participação proporcional da Companhia



UFV Piacatu I





Plano de Investimentos 2023 – Revisão pós-conclusão



Assuruá 4

+211,5 MW

Fator Capacidade: **61,4%**

Localização: **Bahia, Brasil**

Entrada em Operação: **Fevereiro 2023**

CAPEX Total Estimado:

R\$ 1,175 bn – R\$ 1,25 bn

CAPEX Investido¹:

R\$ 1,231 bn

Dívida:

~73% BNB + Debênture de Infraestrutura³

Expectativa EBITDA Ano Completo²:

R\$ 170 mm – R\$ 190 mm



Assuruá 5

+243,6 MW

Fator Capacidade: **54,6%**

Localização: **Bahia, Brasil**

Entrada em Operação: **Outubro 2023**

CAPEX Total Estimado:

R\$ 1,35 bn – R\$ 1,415 bn

CAPEX Investido¹:

R\$ 1,365 bn

Dívida:

~68% FDNE + Debênture de Infraestrutura³

Expectativa EBITDA Ano Completo²:

R\$ 175 mm – R\$ 195 mm



Goodnight 1

+265,5 MW

Fator Capacidade: **37,8%**

Localização: **Texas, Estados Unidos**

Entrada em Operação: **Janeiro 2024**

CAPEX Total Estimado:

US\$ 295 mm – 300 mm⁴

CAPEX Investido¹:

US\$ 298 mm

Dívida:

~52% Tax Equity + Back-loan⁵

Expectativa EBITDA Ano Completo²:

US\$ 20 mm – US\$ 25 mm⁶

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Até o 1T2024. (2) Primeiro ano completo do ativo. Em termos nominais. (3) A Companhia emitiu, em 22 de março de 2024, uma debenture de R\$ 825 milhões (Comunicado ao Mercado). (4) De um investimento total previsto entre US\$ 410 mm e 430 mm. (5) Desembolso de Tax Equity de US\$ 184,7 milhões em 02/02/2024. (6) Não considera o tax-equity e a alocação especial (special allocation) do primeiro ano de EBITDA de Goodnight 1.

Pipeline atual de desenvolvimento

Indicadores	GD em curso	GD futuro	Goodnight 2	Assuruá 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	92 Mwac	16,5 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	Junho 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operação Comercial	1T25	2T25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Serena ²	72%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Expectativa de CAPEX	R\$ 424 mm - R\$ 474 mm (Participação Serena) ⁴	R\$ 118 mm - R\$ 158 mm (Participação Serena) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Investido ²	R\$ 280 mm (Participação Serena)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dívida	Todas as fases: ~60% BNB, BNDES, SUDENE		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expectativa EBITDA ³	R\$ 62 mm - R\$ 72 mm (Participação Serena em 2025)	R\$ 18 mm - R\$ 28 mm (Participação Serena em 2025)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

otas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Pode variar devido a alterações no layout. (2) Até o 1T2024. (3) Primeiro ano completo do ativo. Em termos nominais. (4) Inclui taxas de aquisição e desenvolvimento de projetos.

PRINCIPAIS INDICADORES

1

Sumário de Rentabilidade

	Unidade	1T24	1T23	Var.	4T23	Var.
Lucro Bruto de Energia Ajustado ¹	R\$mm	524,6	408,0	29%	715,7	-27%
Lucro Bruto de Energia	R\$mm	461,9	319,1	45%	625,8	-26%
Lucro Bruto Unitário ²	R\$/MWh	271,2	228,6	19%	269,9	0%
EBITDA Ajustado ³	R\$mm	367,9	285,2	29%	568,6	-35%
Margem EBITDA Ajustada ⁴	%	70,1%	69,9%	0,2 p.p.	79,4%	-9,3 p.p.
EBITDA	R\$mm	687,1	227,8	202%	518,0	33%
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	R\$mm	-104,5	-84,0	24%	145,0	-172%
Lucro (Prejuízo) Líquido ⁵	R\$mm	135,5	-84,0	-261%	145,0	-7%

2

Sumário de Caixa e Financiamento

Dívida Líquida Ajustada ^{1,5}	R\$mm	8.524,1	8.251,4	3%	9.608,2	-11%
Dívida Líquida	R\$mm	8.599,6	7.185,3	20%	8.571,2	0%
Posição de Caixa Ajustada ¹	R\$mm	1.552,3	1.621,7	-4%	1.319,1	18%
Posição de Caixa	R\$mm	1.567,7	1.382,9	13%	1.181,3	33%
Fluxo de Caixa Operacional Ajustado ¹	R\$mm	252,9	239,0	6%	643,5	-61%

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos da Serena. Líquido de efeitos de Tax Equity (IFRS). Considera consolidação de 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 no Balanço Patrimonial. (2) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustado. (3) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Líquido de efeitos de Tax Equity (IFRS). Não considera itens não-Caixa e não-recorrentes. (4) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

Sumário de Rentabilidade

No 1T24, o EBITDA^{1,4} cresceu 29% em relação ao 1T23, principalmente devido aos novos ativos, ao efeito positivo de transações passadas de M&A e às otimizações de margem.

Lucro Bruto de Energia Ajustado ¹ (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Lucro Bruto de Energia	461,9	319,1	45%
Lucro Bruto de Energia das JVs	73,2	88,9	-18%
(-) Alocação do Parceiro Tax Equity ²	-10,5	-	n.a.
Lucro Bruto de Energia Ajustado	524,6	408,0	29%
Lucro Bruto Unitário (R\$/MWh) ³	271,2	228,6	19%

Custos e Despesas Ajustado ^{1,4} (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Custos e Despesas	222,3	-109,9	n.a.
(-) Itens não-recorrentes	-364,9	-	n.a.
Custos e Despesas das JVs	-14,3	-12,9	13%
(-) Alocação do Parceiro Tax Equity ²	0,2	-	n.a.
Custos e Despesas Ajustado	-156,7	-122,8	28%
Custos e Despesas (R\$/MW)	-58,4	-56,5	3%
D&A das JVs	-19,1	-19,1	0%

EBITDA Ajustado ^{1,4} (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
EBITDA	687,1	227,8	202%
(-) Equivalência Patrimonial	-2,9	-18,6	-84%
(-) itens não-recorrentes	-364,9	0,0	n.a.
EBITDA das JVs	58,9	76,1	-23%
(-) Alocação do Parceiro Tax Equity ²	-10,3	-	n.a.
EBITDA Ajustado	367,9	285,2	29%
Margem EBITDA Ajustado ⁵ (%)	70,1%	69,9%	0.2 p.p.

Lucro Líquido Ajustado ^{1,4} (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Lucro Líquido (Prejuízos)	135,3	-84,0	n.a.
(-) Itens não-recorrentes	-240,8	0,0	n.a.
(-) Alocação do Parceiro Tax Equity ²	-10,3	-	n.a.
(-) Efeito IFRS de juros acruados sobre Tax Equity	11,1	0,0	n.a.
Lucro Líquido Ajustado	-104,5	-84,0	24%

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional dos investimentos Serena. Líquido de efeitos IFRS de Tax Equity. (2) Considera alocação proporcional de PTC (Production Tax Credit) e 5% de distribuição de Caixa EBITDA para o Parceiro de Tax Equity. (3) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado. (4) Não considera itens não econômicos/não recorrentes. (5) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

LUCRO BRUTO DE ENERGIA (Análise YoY)

O crescimento anual do 1T24 é resultado do comissionamento/incorporação de novos ativos, bem como de um efeito positivo da reestruturação de passivos em aquisições passadas e às iniciativas de otimização de margem.

1T24 vs. 1T23

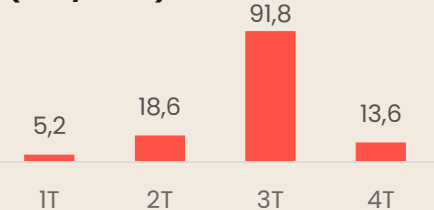
O LBE¹ cresceu R\$ 116,6 mm para R\$ 524,6 mm, um aumento de 29% YoY principalmente devido a:

- ↑ Adição de novos ativos: +R\$ 53,3 mm (~46% do aumento):
 - Assuruá 4: +R\$ 9,0 mm (aumento vs. R\$ 33,9 mm em 2023);
 - Assuruá 5: +R\$ 27,3 mm;
 - Goodnight 1: +R\$ 17,0 mm.
 - Merchant + RECs e outras receitas: + R\$ 6,4 mm²;
 - Alocação proporcional de PTC para a Serena: + R\$ 20,0 mm;
 - Efeito contábil da flutuação da estrutura de opção de preço de venda do Goodnight 1, apontando para perspectivas de mercado de preços *spot* mais altos: - R\$ 9,4 mm.
- ↑ Dos mesmos ativos: +R\$ 63,3 mm (~54% do aumento):
 - Plataforma de Energia: +R\$ 35,2 mm (~30% do aumento);
 - Superávits do balanço energético das estruturas de fornecimento de energia: +R\$ 11,1 mm;
 - Mix de portfólio, principalmente efeitos de inflação e preços de PPA: +R\$ 17,4 mm;
 - Efeito positivo da baixa de passivos relacionados à reestruturação pós-aquisição: +R\$ 43,4 mm (~37% do aumento);
 - Produção de energia de aproximadamente 11% abaixo do ano anterior: - R\$ 43,8 mm.

Goodnight 1: Lucro Bruto de Energia explicado

Goodnight 1 apresenta uma sazonalidade muito maior em termos de preços do que outros ativos do portfólio da Serena. A demanda do ERCOT é impulsionada principalmente pela temperatura, com maior uso de refrigeração no verão (junho a setembro). No 3T23, a energia consumida representou 32% de todo o consumo anual na região, que foi ~150% do consumo do 1T.

Preços trimestrais 2023 (US\$/MWh)



LUCRO BRUTO DE ENERGIA (vs. Esperado)

A produção de energia do 1T24 ficou 13,5% abaixo do esperado, principalmente devido a frentes frias mais duradouras e maior umidade/formação de tempestades, principalmente no cluster Bahia. Apesar disso, o Lucro Bruto recorde de R\$ 42,5 milhões da plataforma de energia, combinado com baixos preços *spot* - possibilitando um *hedge* de baixo custo para o déficit de produção - levando a um Lucro Bruto de Energia¹ de R\$ 524,6 milhões - um aumento de 28% em relação ao 1T23 e R\$ 43 milhões abaixo do esperado.

1T24 vs. Esperado

LBE¹ foi R\$ 43 mm abaixo do esperado, representando -8% versus nosso forecast, principalmente devido a:

- ↓ Produção de Energia abaixo do esperado: - R\$ 46,4 mm;
- ↑ Plataforma de Energia: +R\$ 24,8 mm;
- ↓ Goodnight 1: - R\$ 11,3 mm, principalmente devido aos preços *spot* realizados abaixo do esperado;
- ↓ Efeito contábil da flutuação da estrutura de opção de preço de venda do Goodnight 1, apontando para perspectivas de mercado de preços *spot* mais altos: - R\$ 9,4 mm;
- ↓ Geração Distribuída: - R\$ 3,3 mm, principalmente devido a um pequeno atraso na operação comercial total das usinas;
- ↑ Outros, como resultado do balanço energético: + R\$ 2,6 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 consolidados;
- ↓ 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 UNITÁRIO¹ (Análise YoY)

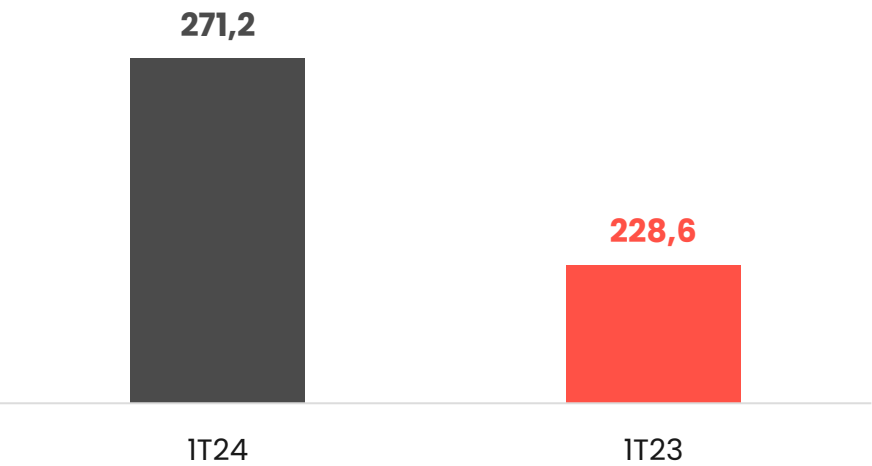
O crescimento ano a ano no 1T24 resulta principalmente de otimizações de margem, reestruturação de passivos em aquisições passadas e plataforma de energia.

1T24 vs. 1T23

Lucro Bruto Unitário¹ cresceu R\$ 43/MWh para R\$ 271,2/MWh, um aumento de 19% YoY, principalmente devido a:

- ↑ Reestruturação de passivos em aquisições passadas: +R\$ 22/MWh;
- ↑ Margens da Plataforma de Energia: +R\$ 20/MWh;
- ↑ Otimizações de Margem dos Ativos: +R\$ 6/MWh;
- ↑ Inflação, curvas de PPA e efeitos semelhantes: +R\$ 3/MWh;
- ↓ Preços mais baixos dos novos ativos, principalmente por preços spot realizados abaixo do esperado nos EUA: -R\$ 8/MWh

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



Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustado. (2) Não considera a receita de Atributos Ambientais.

B. Performance Financeira
Lucro Bruto Unitário & Plataforma de Energia P&L

PLATAFORMA DE ENERGIA P&L (Análise YoY)

Lucro Bruto de Energia da plataforma de energia de R\$ 42,5 mm², R\$ 35,2 mm acima do 1T23, principalmente devido à liquidação de posições long existentes a preços acima do esperado. É esperada uma pequena volatilidade nos resultados, uma vez que nossas posições futuras já estão travadas.

Indicadores (R\$ mm)	1T24	1T23	Var.	4T23	Var.
Receita Líquida	197,5	240,3	-18%	293,0	-33%
Compra de Energia	-198,3	-245,1	-19%	-301,2	-34%
Lucro Bruto de Venda de Energia	-0,9	-4,7	-82%	-8,2	-89%
Lucro Bruto de Posições Futuras	43,4	12,0	261%	14,5	200%
Lucro Bruto de Energia	42,5	7,3	484%	6,3	575%
Custos e Despesas	-6,3	-7,7	-18%	-13,4	-52%
EBITDA	36,1	-0,4	n. a.	-7,1	n. a.

EBITDA (Análise YoY)

O crescimento anual do 1T24 é resultado do comissionamento/incorporação de novos ativos, bem como de um efeito positivo reestruturação de passivos em aquisições passadas e às iniciativas de otimização de margem.

1T24 vs. 1T23

EBITDA¹ cresceu R\$ 82,6 mm para R\$ 367,9 mm, um aumento de 29% YoY, principalmente devido a:

- ↑ Variação de novos ativos: +R\$ 33,4 mm:
 - Assuruá 4: +R\$ 4,5 mm (aumento vs. R\$ 27,8 mm no 1T23);
 - Assuruá 5: +R\$ 18,1 mm;
 - Goodnight 1: +R\$ 10,9 mm².
 - ↑ Efeitos dos mesmos ativos explicados em Lucro bruto de energia ([página 21](#)): +R\$ 63,3 mm;
 - ↓ Aumento de Custos e Despesas (sem D&A) dos mesmos ativos: -R\$ 14,1 mm.
- Detalhamento do Custos e Despesas Aj.¹** aumento de R\$ 34,0 mm para R\$ 156,7 mm:
- ↓ Novos ativos: -R\$ 21,4 mm:
 - Contratos de O&M: -R\$ 14,3 mm, dos quais:
 - Goodnight: -R\$ 6,1 mm, que inclui pagamentos do 4T relacionados ao *ramp-up*;
 - SG&A: -R\$ 2,9 mm;
 - Encargos regulatórios: -R\$ 4,2 mm.
 - ↓ Mesmos ativos: -R\$ 12,6 mm:
 - Menor disponibilidade contratual regular e indenizações de seguro em relação ao 1T23: -R\$ 9,1 mm;
 - Aumento de SG&A relacionado principalmente a pessoal: -R\$ 2,2 mm;
 - Aumento de O&M decorrente de curvas contratuais regulares e efeitos de inflação: -R\$ 1,8 mm;
 - Outros: +R\$ 0,5 mm.

EBITDA (vs. Esperado)

O 1T24 ficou 8,6 mm abaixo do esperado para o trimestre, uma vez que os R\$ 43 mm de LBE abaixo do esperado foram parcialmente compensados por R\$ 34,4 mm de Custos e Despesas abaixo do orçado.

1T24 vs. Esperado

O EBITDA¹ ficou R\$ 8,6 mm abaixo do esperado para o 1T24, com queda de 2%. Esse resultado é explicado principalmente por:

- ↓ R\$ 43 milhões de LBE abaixo do esperado, parcialmente compensado por
- ↑ R\$ 34,4 milhões de Custos e Despesas abaixo do orçado:
 - Postergações para outros trimestres: +R\$ 16,2 mm;
 - Economias: +R\$ 14,7 mm;
 - Indenizações contratuais regulares de fornecedores de O&M e outros: +R\$ 3,5 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 consolidados;
 - ↓ 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.

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Não considera itens não-econômicos/não-recorrentes. Líquido de efeitos IFRS de *Tax Equity*. (2) Líquido da participação de 5% do Parceiro de *Tax Equity* no EBITDA caixa.

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (análise YoY)

Serena continua executando seu plano de financiamento dos projetos com comissionamento recente (721 MW de capacidade em Assuruá 4, Assuruá 5 e Goodnight 1).

Resultado Financeiro Líquido¹ atingiu -R\$ 253,7 mm, 7% abaixo do 4T23 e 17% abaixo do 1T23:

O menor Resultado Financeiro Líquido em relação ao 4T23 está relacionado, principalmente, (i) efeitos de macroeconomia nos indexadores de dívida, (ii) à mudança esperada na contabilização das despesas financeiras de Goodnight 1 - durante a construção, o resultado financeiro é capitalizado e contabilizado como CAPEX, enquanto que durante a fase operacional, passa a impactar o resultado, e (iii) ao fee de rolagem do empréstimo-ponte de Assuruá 4 e Assuruá 5 (OD4) (R\$ 1,6 mm).

Devido à expansão da capacidade, a Dívida Bruta Ajustada atingiu seu pico no 4T23 em aproximadamente R\$ 10,9 bilhões e começou a cair no 1T24 para aproximadamente R\$ 10,1 bilhões.

Indicadores (R\$ mm)	1T24	1T23	Var.	4T23	Var.
Receitas Financeiras	26,9	40,9	-34%	24,4	10%
Juros de Investimentos	25,3	38,3	-34%	26,3	3%
Outros	1,6	2,6	-39%	-1,9	-89%
Despesas Financeiras	-265,8	-219,3	21%	-242,1	10%
Juros de Empréstimos	-225,8	-190,4	19%	-210,5	6%
Outros	-40,0	-38,8	17%	-31,5	37%
Resultado Financeiro Líquido	-238,9	-188,3	27%	-217,7	10%
Resultado Financeiro Líquido das JVs	-26,0	-28,4	-9%	-20,5	27%
(-) Efeito IFRS de acúmulo de juros sobre Tax Equity	11,1	-	n.a.	-	n.a.
Resultado Financeiro Líquido Ajustado ¹	-253,7	-216,7	17%	-238,2	7%

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Não considera itens não-econômicos/não-recorrentes. Líquido de efeitos IFRS de Tax Equity. (2) Considera alocação proporcional de PTC (Production Tax Credit) e 5% de distribuição de Caixa EBITDA para o Parceiro de Tax Equity. (3) O desembolso do parceiro de Tax Equity será pago pela alocação do Production Tax Credits (PTC). No primeiro ano do projeto (2024), a alocação é de 58% para a Serena e 42% para o Parceiro Tax Equity, devido à condições especiais de alocação. A partir do segundo ano, a alocação será de 1% para a Serena e 99% para o Parceiro Tax Equity.

B. Performance Financeira
Resultado Financeiro e Lucro líquido

LUCRO LÍQUIDO (análise YoY)

O Lucro Líquido Ajustado do 1T24 atingiu R\$ 104,5 mm negativos, R\$ 20,5 mm abaixo do 1T23. As perdas no 1T e no 2T ocorrem principalmente devido à sazonalidade do nosso portfólio, e a variação está relacionada a um aumento de R\$ 51 mm nas despesas financeiras, um aumento de R\$ 82,6 mm no EBITDA ajustado e um aumento de R\$ 53,6 mm no D&A.

Lucro Líquido Ajustado abrange:

- A. A compensação de um ganho não-caixa da permuta de ativos com a EDFR, totalizando -R\$ 240,8, decorrente de:
 - Outras Receitas Operacionais: -R\$ 364,9 mm (ganho não-caixa da permuta de ativos)
 - Imposto de renda diferido: +R\$ 124,1 mm (imposto de renda não-caixa da permuta de ativos)
- B. 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\$ 10,3 mm
 - Juros acruados sobre Tax Equity (a ser pago por PTCs³): +R\$ 11,1 mm

Indicadores (R\$ mm)	1T24	1T23	Var.	4T23	Var.
EBIT	526,1	120,4	337%	385,8	36%
Resultado Financeiro Líquido	-238,9	-188,3	27%	-217,7	10%
EBT	287,3	-67,9	-523%	168,1	71%
Imposto de renda e contribuição social	-151,7	-16,1	840%	-23,1	557%
Lucro Líquido (Prejuízos)	135,5	-84,0	-261%	145,0	-7%
(-) Itens não-recorrentes relacionados à permuta de ativos com EDFR	-240,8	0,0	n.a.	0,0	n.a.
(-) Alocação do Parceiro Tax Equity ²	-10,3	-	n.a.	-	n.a.
(-) Efeito IFRS de juros acruados sobre Tax Equity	11,1	-	n.a.	-	n.a.
Lucro Líquido Ajustado ¹	-104,5	-84,0	24%	145,0	-172%

Sumário de Caixa & Financiamento

No 1T24, a Dívida Líquida Ajustada¹ foi de R\$ 8,5 bilhões. Dívida Líquida / EBITDA LTM do braço operacional foi 2,8x, um declínio de 0,9x QoQ e declínio de 1,6x YoY, à medida em que a Companhia segue em desalavancagem.

Endividamento (R\$ million)	1T24	4T23	Var.	1T23	Var.
Dívida Bruta (em BRL)	9.310,9	7.948,0	17%	7.738,8	20%
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	947,8	1.853,0	-49%	888,1	7%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity	10.258,6	9.801,0	5%	8.627,0	19%
Custos de Transação	-91,4	-48,4	89%	-58,8	55%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de Custos de Transação)	10.167,3	9.752,5	4%	8.568,2	19%
(-) Ajuste do Tax Equity	-934,1	-	n.a.	-	n.a.
Dívida Bruta Total (-) Caixa Total	10.167,3	9.752,5	4%	8.568,2	19%
(-) Caixa Total	1.567,7	1.181,3	33%	1.382,9	13%
Caixa e equivalentes de caixa	1.198,4	950,2	26%	1.152,6	4%
Caixa Restrito	369,3	231,1	60%	230,3	60%
Dívida Líquida	8.599,6	8.571,2	0%	7.185,3	20%

Dívida Líquida Ajustada ¹ (R\$ million)	1T24	4T23	Var.	1T23	Var.
Dívida Líquida	8.599,6	8.571,2	0%	7.185,3	20%
Dívida Líquida das JVs	1,0	1.089,1	-100%	1.066,2	-100%
Dívida Bruta das JVs	2,8	1.240,3	-100%	1.304,9	-100%
(-) Caixa Total das JVs	1,9	151,2	-99%	238,7	-99%
(-) Dívida Líquida Arco Energia (JV com Apolo)	-76,5	-52,1	47%	-	n.a.
Dívida Líquida Ajustada¹	8.524,1	9.608,2	-11%	8.251,4	3%

Custo Nominal Médio e Prazo ²	1T24	4T23	Var.	1T23	Var.
Custo da Dívida (%)	8,8%	8,8%	-	10,3%	-150 bps
Prazo (anos)	5,3	3,9	1,4 ano	4,7	0,6 ano

Outros Indicadores de Crédito	1T24	4T23	Var.	1T23	Var.
Braço Operacional (Serena Geração)					
Dívida Líquida/EBITDA (LTM) – Covenant	2,8x	3,7x	-26%	4,3x	-36%
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA ¹ (LTM)	3,5x	3,8x	-6%	4,4x	-22%
Braços Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)					
Dívida Líquida/EBITDA antes do Ajuste do Tax Equity (LTM)	5,6x	6,3x	-12%	7,0x	-21%
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (LTM)	5,0x	6,0x	-17%	6,6x	-25%

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos Serena. Não considera o Tax Equity. De acordo com a contabilidade USGAAP, o tax equity é considerado como um instrumento de transação patrimonial (participações de não controladores no patrimônio líquido), não tendo nenhuma obrigação de amortização ou juros. Como a Companhia segue as diretrizes do IFRS em sua divulgação corporativa, a contabilização do instrumento é considerado como uma dívida de acordo com essa norma. (2) Considera as premissas macroeconômicas de longo prazo da empresa.

ENDIVIDAMENTO

Dívida Líquida Ajustada¹ alcançou R\$ 8.524,1 mm, 11% abaixo do 4T23 (-R\$ 1,084.2 mm) e 3% acima do 1T23 (+R\$ 272,6 mm)

A redução está relacionada principalmente ao plano de refinanciamento em andamento da Companhia - após a conclusão dos 721 MW adicionais construídos entre o 4T22 e o 4T23 (Goodnight 1 e Assuruás 4&5). O desembolso do Tax Equity em fev/24 pagou o empréstimo-ponte de Goodnight 1 (~R\$ 864,6 mm). Além disso, a conclusão da troca de ativos com a EDF no final de março levou à consolidação de 100% da Dívida Bruta de Ventos da Bahia.

Abertura Endividamento

Endividamento (R\$ mm)	1T24	4T23	Var.	1T23	Var.
BNDES	2.497,3	1.942,1	29%	2.026,2	23%
Debêntures	4.360,4	4.095,2	6%	3.990,4	9%
BNB	1.771,9	1.320,7	34%	1.281,2	38%
CCB	26,9	32,0	-16%	47,3	-43%
FDNE	654,3	558,0	17%	224,4	192%
Dívida Bruta (in BRL)	9.310,9	7.948,0	17%	7.738,8	20%
Offshore Loan	760,9	746,8	2%	772,2	-1%
Bridge Loan	-	944,0	n.a.	116,0	n.a.
Term Loan	186,9	-	n.a.	-	n.a.
Tax Equity	934,1	-	n.a.	-	n.a.
Resolução 4131 / Nota Promissória	-	162,2	-100%	169,4	n.a.
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	1.881,8	1.853,0	2%	888,1	112%
Dívida Bruta antes do Ajuste do Tax Equity	11.192,7	9.801,0	14%	8.627,0	30%
Custos de Transação	-91,4	-48,4	89%	-58,8	55%
Dívida Bruta antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de Custos de Transação)	11.101,3	9.752,5	14%	8.568,2	30%
(-) Ajuste do Tax Equity	-934,1	-	n.a.	-	n.a.
Dívida Bruta Total	10.167,3	9.752,5	14%	8.568,2	30%
Caixa e equivalentes a Caixa	1.567,7	1.181,3	33%	1.382,9	13%
Dívida Líquida	8.599,6	8.571,2	0%	7.185,3	20%
Dívida Líquida das JVs	1,0	1.089,1	-100%	1.066,2	-100%
(-) Dívida Líquida Arco Energia	-76,5	-52,1	47%	-	n.a.
Dívida Líquida Ajustada	8.524,1	9.608,2	-11%	8.251,4	3%

Mudanças no Endividamento (1T24) – em milhões de reais



Funding (Levantamento de Dívida + Tax Equity):

- ↑ ~R\$ 913,9 mm (~US\$ 184,7 mm) do desembolso de Tax Equity (sem nenhuma obrigação de amortização ou juros);
- ↑ ~R\$ 798,4 milhões de debêntures de infraestrutura de Assuruá 4 e 5 (líquido de taxas e custos de transação);
- ↑ ~R\$ 85,0 mm (~US\$ 17,2 mm) dos últimos desembolsos de empréstimos para construção do Goodnight 1;
- ↑ ~R\$ 83,8 mm de FDNE em Assuruá 5 (~\$140 milhões adicionais já contratados e ainda a serem desembolsados);
- ↑ ~R\$ 82,9 mm de debentures em Arco Energia.

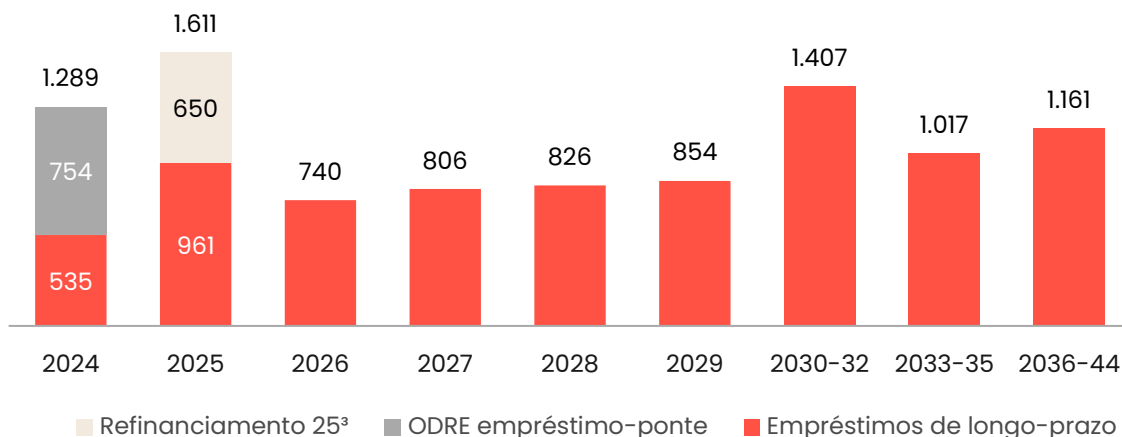
Pagamento de Principal:

- ↓ ~R\$ 864,6 mm (~US\$ 174,4 mm) no empréstimo-ponte de Goodnight 1 com os recursos do desembolso do Tax Equity. Os R\$ 187 mm (~US\$ 37,8 mm) restantes foram postergados para janeiro de 2029, com juros de SOFR + 1,75% a.a (Term Loan);
- ↓ ~R\$ 603,3 mm do empréstimo-ponte em Assuruá 4&5 (Debêntures OD4);
- ↓ ~R\$ 159,9 mm da Resolução 4131 da SD²;
- ↓ ~R\$ 96,1 mm de dívida consolidada da SG³ + SD².

Principal Curva de Amortização (em milhões de reais)

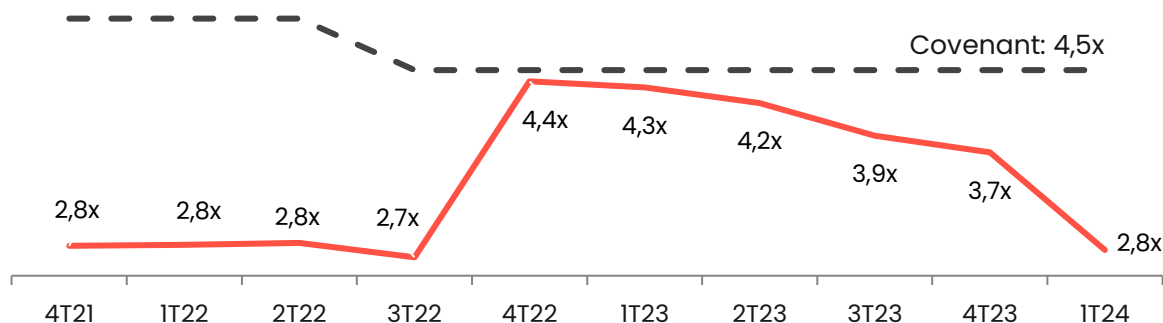
Braço de desenvolvimento + operacional¹

Cronograma de Amortização em 31-Mar-2024



Dívida Líquida / EBITDA

Braço operacional (Serena Geração)



2024 Refinanciamento de acordo com o plano

Em linha com nosso plano, a Dívida Líquida atingiu R\$ 8,5 bilhões, enquanto nossa Dívida Líquida / EBITDA atingiu 5,0x e a Dívida Líquida / EBITDA do Braço Operacional atingiu 2,8x, uma vez que as receitas crescentes dos novos ativos começaram a impactar o índice. No 1T24, temos:

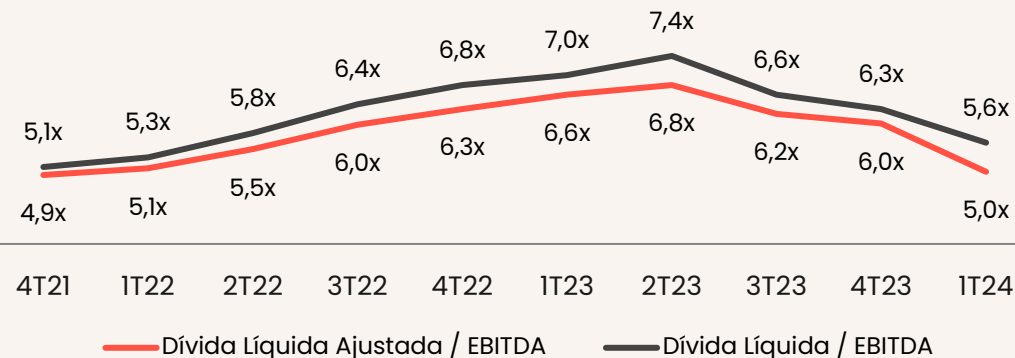
- ✓ Amortização de todos os empréstimos-ponte do Goodnight 1 usando os recursos do **investimento de Tax Equity** do Goldman Sachs - **US\$ 184,7 mm** (~R\$ 914 mm);
- ✓ **Emissão debêntures no valor de R\$ 825 mm** - duas séries, de R\$ 230 milhões e R\$ 595 milhões, com vencimentos em 2035 e 2041, respectivamente - referente ao Assuruá 4 e 5, amortizando R\$ 730 milhões em empréstimos-ponte;
- ✓ **Desembolso de R\$ 83,8 mm da linha do FDNE** referente a Assuruá 5.

De acordo com nosso plano de refinanciamento, temos mais um refinanciamento de empréstimo-ponte a ser realizado:

- 1 A Companhia tem **várias opções para financiar a Serena US (ODRÉ) (R\$ 731 mm)**, incluindo: (i) processo de venda ou outra estrutura de capitalização nos EUA (em andamento), (ii) novas transações de otimização de margem, e (iii) outras opções de refinanciamento dado o espaço criado com o novo nível de EBITDA e a conclusão do ciclo de alto investimento (a Serena Geração encerrou o 1T24 com um espaço de 1,1x em relação ao *covenant*).

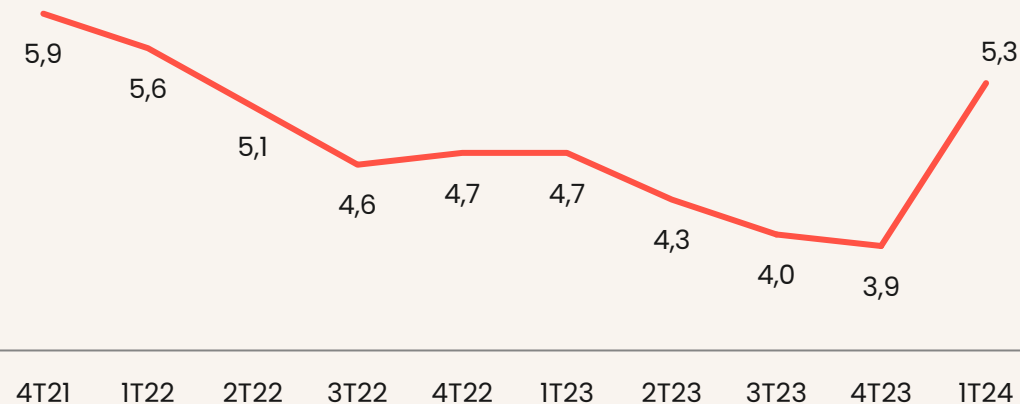
Dívida líquida consolidada / EBITDA

(Em 31 de mar., 2024)



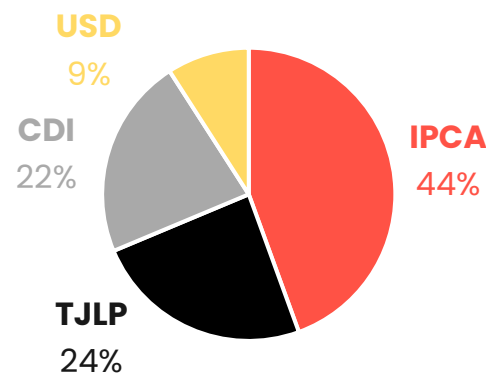
Prazo Médio (anos)

Braço de desenvolvimento + operacional (Serena Energia)



Abertura dos Índices de Dívida

(Em 31 de mar., 2024)



Posição de Dívida¹

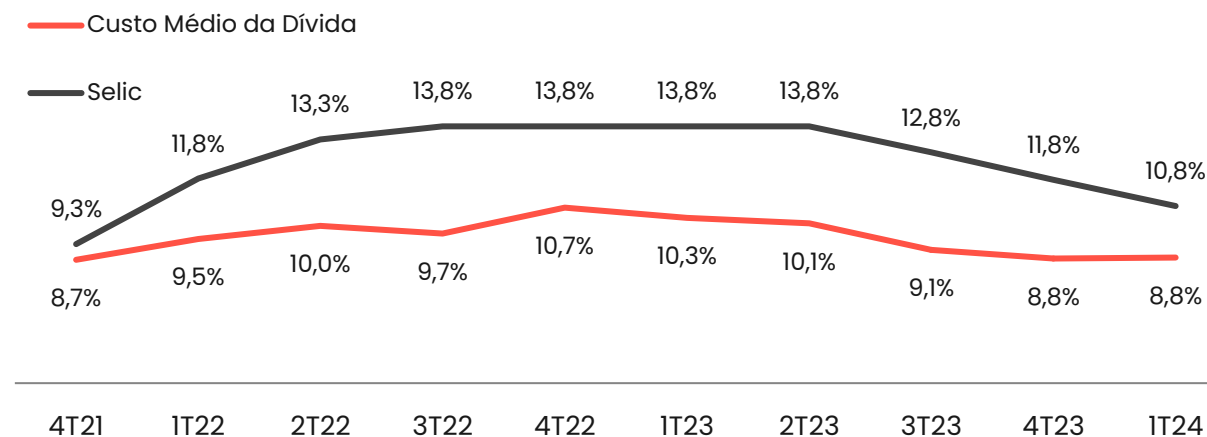
(Em 31 de mar., 2024)

Prazo médio:
5,3 anos (↑ 1,4 ano QoQ)

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

Custo Nominal Médio da Dívida (%)

Braço de desenvolvimento + operacional (Serena Energia)



POSIÇÃO DE CAIXA (Em 31 de março de 2024) – análise QoQ¹

Caixa Total² aumentou R\$ 386,4 mm para R\$ 1,6 bilhão, 33% acima do 4T23:

Operacional:

↑ **Caixa das Operações²** (incluindo impostos pagos, dividendos recebidos e outros): R\$ 385,0 milhões;

↑ **Caixa das JVs (Pipoca):** R\$ 2,8 milhões;

↓ **Minoritários em Arco Energia:** R\$ 17,2 milhões.

Financiamento:

↑ **Captação de Dívida + Tax Equity:** R\$ 1.964,1 milhões de financiamentos planejados no Brasil (FDNE e empréstimo-ponte GD) e nos EUA (empréstimo-ponte + Tax Equity);

↓ **Serviço de Dívida:** R\$ 2.084,2 milhões.

Investimentos:

↑ **Ganho na troca de ativos:** R\$ 237,8 milhões;

↓ **Capex ASS4 e 5:** R\$ 0,5 milhões;

↓ **Capex GN:** R\$ 8,7 milhões;

↓ **Capex GD:** R\$ 78,4 milhões;

↓ **DevCo Capex:** R\$ 18,3 milhões;

↓ **Capex ativos operacionais:** R\$ 14,6 milhões.

Outros: ↑ R\$ 4,2 milhões.

1T24 x 4T23 – Posição de Caixa

Caixa Inicial (4T23)	1.181,3
Caixa das operações	385,0
Levantamento de Dívidas	1.964,1
Serviço de Dívida	-2.084,2
Ganho na troca de ativos	237,8
Capex GN ²	-8,7
Capex Assuruá 4 e 5 ²	-0,5
Capex GD ²	-78,4
Capex DevCo	-18,3
Capex Ativos Op.	-14,6
Outros	4,2
Caixa Final (1T24)	1.567,7
Caixa das JVs (Pipoca)	1,9
Minoritários Arco Energia	-17,2
Caixa Final Ajustado (1T24)	1.552,3

GUIDANCE 2024 - UPDATE

O EBITDA' do 1º trimestre, de R\$ 367,9 milhões, ficou R\$ -8,6 milhões abaixo do esperado para o trimestre, principalmente em função de recursos abaixo do esperado, especialmente no Cluster Bahia, e preços spot abaixo do esperado em Goodnight 1, ambos parcialmente compensados pelo resultado na plataforma de energia. No entanto, os dois últimos trimestres do ano tendem a concentrar ~60% do resultado do nosso portfólio no Brasil, que tende a ser reforçado pela sazonalidade das receitas esperadas em Goodnight 1 – o trimestre mais forte para o ativo deve ser o 3º trimestre.

Indicador	Unidade	2024E³ (atualizado em Feb/24)
Centro EBITDA' Ajustado	R\$ milhões	1.917
Intervalo EBITDA' Ajustado	R\$ milhões	1.721 a 2.113

Premissas Guidance 2024

1. Produção de Energia

Variando entre 10.900 GWh e 12.200 GWh, em linha com o P50 de longo-prazo.

2. Unit Gross Profit

R\$ 234/MWh considerando: escalada da inflação e projeções de mercado para preços spot.

3. Cenário macroeconômico

- IPCA: entre 4% a 5%;
- USD/BRL próximo de R\$ 5,00.

Estimativa por Clusters 2024

Complexo	EBITDA 2024
Complexo Delta	350 a 440
Complexo Bahia	745 a 855
Complexo Chuí	290 a 330
Complexo SE/CO	120 a 130
Complexo Goodnight	120 a 220
Geração Distribuída	20 a 30
Plataforma de Energia	60 a 120

As **metas puras de sustentabilidade das nossas Metas Corporativas de 2023¹** impactam a remuneração variável de todos os **coempregados²**, 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). No 2T24, convidamos você a ler o nosso Relatório Integrado 2023, que contém avanços em relação à agenda de Sustentabilidade e ESG.

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.	Ampliamos nosso impacto com a conquista de 1.456 alunos matriculados em nossos cursos, superando a meta de 1.440 e registrando um aumento de 9% em relação a 2023 . Para alcançar esse resultado, contamos com o apoio das escolas parceiras, atualmente são 35 escolas da rede pública de ensino, o que representa um crescimento de 119% em relação ao ano passado . Também temos 33 alunos aprovados⁴ em instituições de ensino superior .	●
		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 progresso.	●
Estratégia climática		Monitorar as emissões de carbono evitadas por meio da produção de energia em 2024 para cumprir a agenda de carbono de 2027.	Em progresso.	●
Eficiência energética		Expandir o portfólio sustentável da empresa nas Américas.	Em progresso.	●
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 final de 2023, conseguimos oferecer uma solução de Geração Distribuída em quatro estados: Bahia, Goiás, São Paulo e Piauí. No 1T24, expandimos para os estados do Rio de Janeiro, Ceará, Pará e Maranhão, totalizando nossa presença em 8 estados, atendendo a 1.730 municípios .	●

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/>. (4) A taxa de aprovação no ensino superior pode variar ao longo do ano, à medida que novas admissões ainda podem ser anunciadas pelo SISU, Prouni e FIES.

As **metas puras de sustentabilidade das nossas Metas Corporativas de 2023¹** impactam a **remuneração variável de todos os coempresendedores²**, 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). No 2T24, convidamos você a ler o nosso Relatório Integrado 2023, que contém avanços em relação à agenda de Sustentabilidade e ESG.

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 1T24, avançamos nas ações do plano anual de Saúde e Segurança Ocupacional (SST), com ênfase na revisão do PGR (Programa de Gerenciamento de Riscos) e no fortalecimento da cultura e das atividades de SST na manutenção geral de nossos ativos .	●
Atração, desenvolvimento, e retenção de funcionários		Implementar iniciativas que contribuam para o desenvolvimento de coempresendedores, 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").

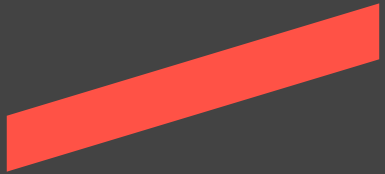
Clique [aqui](#) para
Fazer parte e compartilhar
a energia da prosperidade



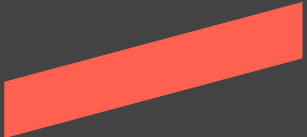
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Demonstrações Financeiras e Dados Operacionais



Impacto Tax Equity nas Demonstrações Financeiras IFRS (BRL mm)

VISÃO BALANÇO PATRIMONIAL

Indicadores	Impacto	Δ
Ativos Circulantes		- \$ 10,4 mm
Outros Créditos	Receita PTC (Goldman)	- \$ 10,4 mm
Passivo Circulante		- \$ 11,1 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Efeito IFRS de juros acruados	- \$ 11,1 mm
Passivo Não Circulante		- \$ 914 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Desembolso Tax Equity	- \$ 914 mm
Patrimônio Líquido		+ \$ 914 mm
Participação dos não controladores	Desembolso Tax Equity	+ \$ 914 mm

FLUXO DE CAIXA

Indicadores	Impacto	Δ
Prejuízo antes do impostos sobre a renda	Líquido do P&L	- (\$ 0,7 mm)
Ajustes		+ \$ 11,1 mm
Juros acruados sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamentos	Efeito IFRS de juros acruados	+ \$ 11,1 mm
Mudanças em ativos/passivos		+ \$ 10,4 mm
Tax Credit	Receita PTC – Part. Goldman Sachs	+ \$ 10,4 mm
Fluxo de Caixa das atividades de financiamento		\$ 0 mm
Levantamento de dívida		- \$ 914 mm
Capitalização do acionista não controlador na subsidiária		+ \$ 914 mm

P&L

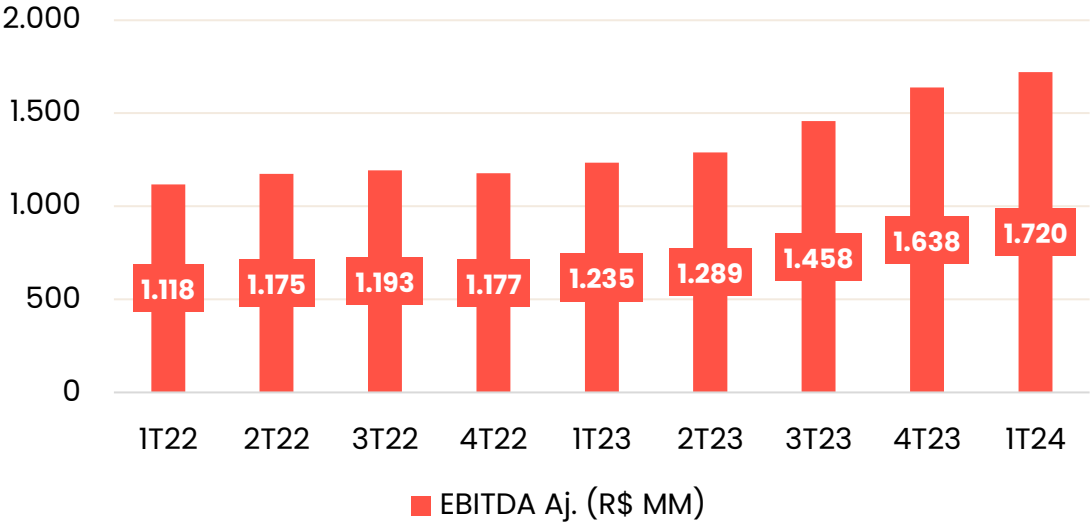
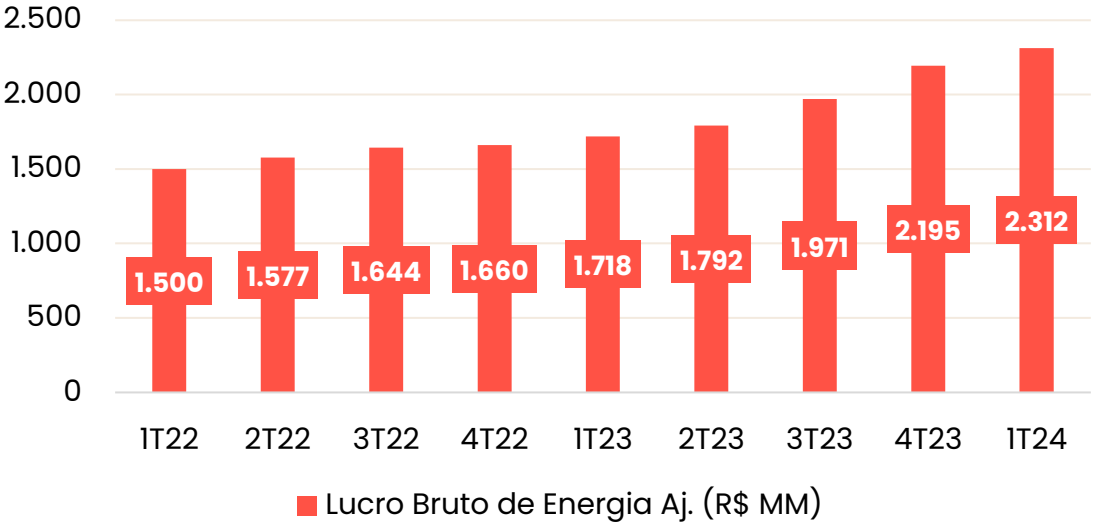
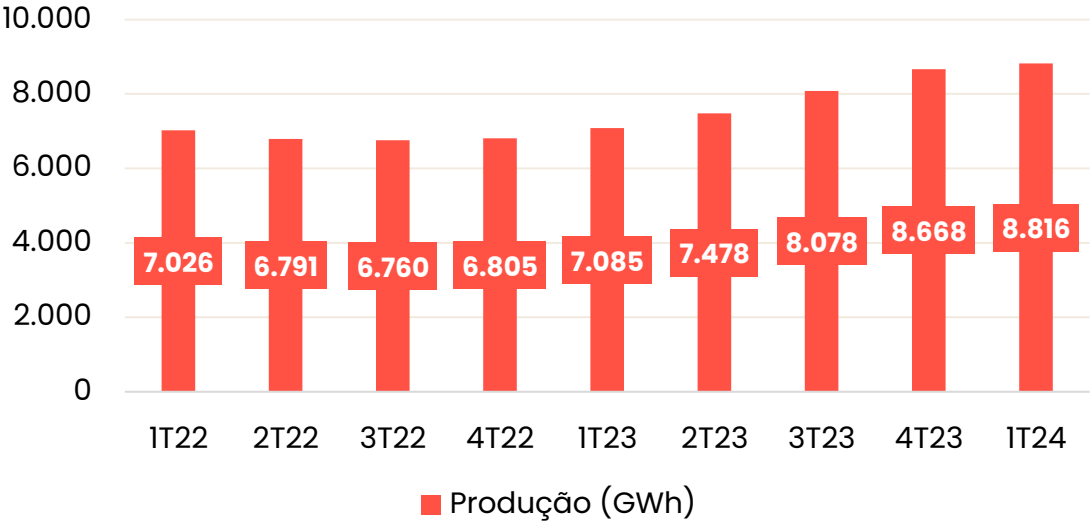
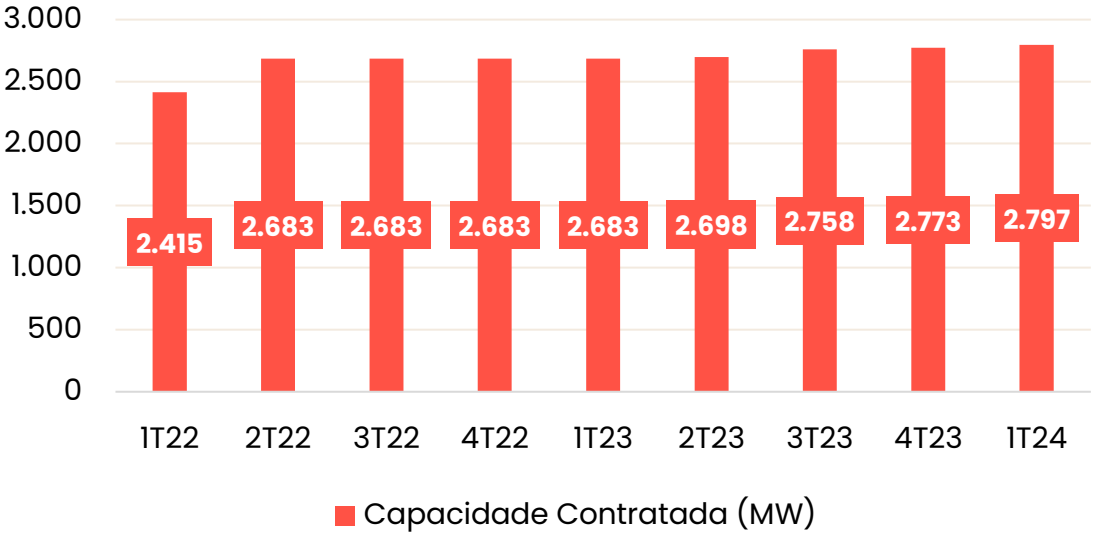
Indicadores	Impacto	Δ
Receitas		- \$ 10,4 mm
Receitas	Receita PTC – Part. Goldman Sachs	- \$ 10,4 mm
Resultado Operacional		- (\$ 11,1 mm)
Despesas Financeiras	Efeito IFRS de juros acruados	- (\$ 11,1 mm)
Lucro Líquido (Prejuízos) no período		\$ 0 mm
Acionistas controladores	Distribuição de Caixa Tax Equity	- \$ 0,1 mm
Acionista não controlador	Distribuição de Caixa Tax Equity	+ \$ 0,1 mm

Ativos (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Ativos Circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa	1.198,4	950,2	26%
Clientes	374,4	410,1	-9%
Tributos a recuperar	156,8	107,3	46%
Partes Relacionadas	0,2	37,8	-99%
Contratos futuros de energia	297,4	362,1	-18%
Outros créditos	107,2	109,1	-2%
Total Ativos Circulantes	2.134,6	1.976,7	8%
Ativos Não Circulantes			
Caixa Restrito	369,3	231,1	60%
Clientes	29,3	57,5	-49%
Impostos Recuperáveis	25,7	21,8	18%
Partes Relacionadas	63,3	73,5	-14%
IRPJ e CSLL diferidos	3,0	1,8	71%
Instrumentos Financeiros	437,2	444,5	-2%
Outros	82,2	75,9	8%
Total	1.010,0	906,2	11%
Investimentos	49,9	968,2	-95%
Imobilizado	13.432,5	11.819,9	14%
Intangível	2.373,5	1.387,0	71%
Total	15.855,9	14.175,1	12%
Total Ativos Não Circulantes	16.865,9	15.081,3	12%
Total de Ativos	19.000,4	17.058,0	11%

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Passivo Circulante			
Fornecedores	262,3	395,8	-34%
Empréstimos, financiamento e debêntures	1.672,4	3.204,0	-48%
Obrigações trabalhistas e tributárias	109,8	146,4	-25%
Passivos de arrendamento	14,1	12,3	15%
Partes Relacionadas	23,0	0,1	n.a.
Contratos futuros de energia	262,7	339,8	-23%
Contas a pagar Aquisição de empresas	128,0	73,2	75%
Outras obrigações	43,3	37,3	16%
Total Passivo Circulante	2.515,6	4.209,0	-40%
Passivo Não Circulante			
Fornecedores	86,6	98,2	-12%
Empréstimos, financiamento e debêntures	9.428,9	6.548,5	44%
Passivos de arrendamento	205,2	173,6	18%
IRPJ e CSLL diferidos	544,9	73,8	639%
Contratos futuros de energia	238,0	278,3	-14%
Contas a pagar aquisição de empresas	79,6	128,4	-38%
Outras obrigações	494,7	306,5	61%
Total Passivo Não Circulante	11.077,9	7.607,3	46%
Total Passivo	13.593,5	11.816,3	15%
Patrimônio Líquido			
Capital social	4.439,4	4.439,4	0%
Ações em tesouraria	-0,3	-0,3	0%
Reservas de Capital	176,1	176,1	0%
Reservas de Lucro	653,0	653,0	0%
Ajustes de avaliação patrimonial	-43,3	-61,4	-29%
Lucros (prejuízos) acumulados	137,8	-	n.a.
Total	5.362,7	5.206,8	3%
Participação dos não controladores	44,2	35,0	26%
Total Patrimônio Líquido	5.406,9	5.241,7	3%
Total Passivo e Patrimônio Líquido	19.000,4	17.058,0	11%

P&L (R\$ million)	1T24	1T23	Var.
Receita Líquida	687,9	583,3	18%
Compra de Energia	-263,9	-296,1	-11%
Crédito de PIS / COFINS	37,9	31,9	19%
Lucro Bruto de Energia	461,9	319,1	45%
Custos de Operação e Manutenção	-114,7	-83,5	37%
Despesas Gerais e Administrativas	-31,1	-26,4	18%
Outras receitas (despesas) operacionais	368,2	-	n.a.
Equivalência Patrimonial	2,9	18,6	-84%
EBITDA	687,1	227,8	202%
Depreciação e Amortização	-161,0	-107,4	50%
EBIT	526,1	120,4	337%
Resultado financeiro líquido	-238,9	-188,3	27%
EBT	287,3	-67,9	-523%
IR/CSLL	-151,7	-16,1	840%
Lucro (Prejuízo) Líquido	135,5	-84,0	-261%

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	1T24	1T23	Var.
EBT	287,3	-67,9	-523%
Ajustes	-31,5	294,7	-111%
Δ Capital de Giro	63,6	30,4	109%
Dividendos recebidos	3,9	0,0	n/a
Juros Pago	-360,2	-163,6	120%
Impostos de renda pagos	-20,4	-9,2	122%
Fluxo de Caixa das atividades operacionais	-57,5	84,5	-168%
Aquisição de Investimentos	237,8	-	n.a.
CAPEX	-120,5	-557,6	-78%
Títulos negociáveis - caixa restrito	-50,7	31,0	-263%
Fluxo de Caixa das atividades de investimento	66,6	-526,6	-113%
Levantamento de Dívidas	1.964,1	250,0	686%
Amortizações	-1.723,9	-124,0	1291%
Contribuição de capital do acionista não controlador	9,6	0,0	n.a.
Arrendamentos pagos	-5,4	-4,4	23%
Fluxo de Caixa das atividades de financiamento	244,3	121,6	101%
Aumento (redução) líquido em Caixa	253,4	-320,4	-179%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	53,6	1.473,0	-96%
Caixa e equivalente de caixa no final do período	307,5	1.152,6	-73%



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

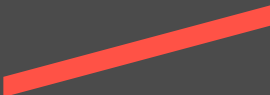
ri@srna.co

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.

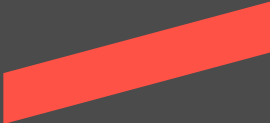
Earnings Release

1Q24



1Q24

Key Indicators



Energy Production¹

1,950.9 GWh

8% ↑ YoY
(1Q24 X 1Q23)

Energy Gross Profit²

R\$ 524.6 million

28% ↑ YoY
(1Q24 X 1Q23)

Unit Gross Profit³

R\$ 271.2/ MWh

18% ↑ YoY
(1Q24 X 1Q23)

EBITDA²

R\$ 367.9 million

29% ↑ YoY
(1Q24 X 1Q23)

Total Cash²

R\$ 1.55 billion

18% ↑ QoQ
(1Q24 x 4Q23)

Energy Platform

Gross Profit⁴

R\$ 42.5 million

R\$ 35.2 million ↑ YoY
(1Q24 x 1Q23)

Net Debt²

R\$ 8.52 billion

11% ↓ QoQ
(1Q24 x 4Q23)

Net Income²

-R\$ 104.5 million

R\$ 20.5 million ↓ YoY
(1Q24 x 1Q23)

<u>Summary</u>	<u>4</u>
<u>A. Our Businesses</u>	<u>6</u>
<u>1. Energy Balance & Platform</u>	<u>7</u>
<u>2. Asset Management</u>	<u>10</u>
<u>3. Development</u>	<u>14</u>
<u>B. Financial Performance</u>	<u>19</u>
<u>C. Outlook</u>	<u>30</u>
<u>D. Sustainability Metrics</u>	<u>31</u>
<u>E. Financial Statements & Operating Data</u>	<u>34</u>



1Q24 SUMMARY

We ended 1Q24 still on track to meet our full-year financial targets, despite the weaker natural resources seen from January to March. The strong R\$ 42.5 million Gross Profit delivered by the energy platform combined with effective management of asset availability and performance, resulted in an Energy Gross Profit¹ of R\$ 524.6 million – 28% increase from 1Q23 –, which is some R\$ 43 million (~8%) below our plan for the quarter, but a reasonable amount considering the 14.6% gap (actual Vs P50) in natural resources explained by prolonged cold fronts and higher humidity/storms, largely affecting the Bahia cluster.

Production in 1Q24 reached 1,950.9 GWh, an 8% increase against 1Q23 due to capacity addition, but 13.5% below our expectations. EBITDA¹ totaled R\$ 367.9 million with a Net Loss¹ of R\$ 104.5 million, which compares to a Net Loss of R\$ 84 million for 1Q23 – variation is attributed to a R\$ 51 mm increase in financial expenses, an R\$ 82.6 mm increase in adjusted EBITDA and a R\$ 53.6 mm increase in D&A. As seen in former years, first quarter losses are largely explained by seasonality and it is worth mentioning that in 2024 our strongest quarters will continue to be 3Q and 4Q (combined, over 60% of Gross Profit) driven by wind seasonality in Brazil and higher energy prices in the US.

Net Debt¹ totaled R\$ 8.5 billion and Net Debt / EBITDA 5.0x while Serena Geração's Net Debt / EBITDA reached 2.8x, both following the planned deleveraging trajectory on the back of rising revenues from new assets commissioned late 2023 / early 2024. In the quarter, in addition to (i) Goldman Sachs' tax equity investment – US\$ 184.7 million (~R\$ 914 million), we (ii) issued an R\$ 825 million long-term (11 to 17 years) debenture related to Assuruá 4 and 5², amortizing R\$ 730 million in bridge loans and (iii) disbursed another R\$ 83.8 million from the FDNE line in Assuruá 5 (additional ~\$140 million already contracted still to be disbursed).

In the end of March, we concluded³ the asset swap with EDFR announced in July 2023. Serena now holds 100% of Ventos da Bahia Wind Complex (364.1 MW in installed capacity) and EDFR holds 100% of Pirapora Solar Complex (321 MW in installed capacity), increasing Serena's installed capacity to 2,704.8 MW with a promising value creation potential. In the Distributed Generation front, we progressed effectively in the project implementation with 35 plants (89.5 MW) under construction or completed and, apart from some delay related to utility infrastructure in a couple of plants, we expect DG implementation to be as successful as Goodnight's and Assuruá's.

Recently, DG sales have been exceeding our expectations, with the acquisition of new customer in 1Q24 being above plan whilst our CAC for DG was below than budgeted. In summary, our ambition to expand our client base, particularly among small and medium-sized enterprises, aiming to reach over 20,000 active customers in the Serena Community by 2025, becomes more tangible with each passing quarter. At present, we already feel confident about selling the entire output of our new Distributed Generation plants through the direct sales and marketing initiatives of our digital Energy Platform up to mid-2025.

Having completed our largest-ever investment program (R\$ 4.5 billion in Assuruá Expansions and Goodnight 1) with above-market returns, we're now prioritizing profitability enhancement of our operating assets. In 2024, we aim to generate up to 0.5 billion surplus NPV in the US and Brazil, while focusing on strong cash generation to reach an ND/EBITDA ratio around 4.5x by late 2024 / early 2025.

Challenges such as unfavorable natural resource periods will always exist but tackling them and navigating complexity is precisely what distinguishes great companies in a rapidly expanding market like renewable generation. Whether by improving margins on existing assets, implementing effective hedging strategies, or capitalizing on economic opportunities from the turnaround of acquired assets, Serena has consistently delivered strong financial performance to its shareholders since its inception. This ongoing success has garnered continuous support from investors, exemplified by the recent completion of our 5th ECM transaction in 6 years. This R\$ 775 mm transaction, promoted by Tarpon, involved a 100% secondary offering and brought 55 new qualified investors into our shareholder base who will support our journey towards energy prosperity.

1Q24 HIGHLIGHTS

Energy Production⁴

- 1,950.9 GWh Energy : +8% YoY

Profitability

- R\$ 271.2/MWh Unit Gross Profit⁵: +19% YoY
- R\$ 524.6 mm Energy Gross Profit¹: +29% YoY
- R\$ 367.9 mm EBITDA¹: +29% YoY
- -R\$ 104.5 mm Net Income¹: -R\$ 20.5 mm YoY

Cash and Financing

- Cash Flow from Operations¹ of R\$ 253 mm: +6% YoY
- R\$ 1.6 bn Adj. Total Cash¹: +18% QoQ and -4% YoY
- R\$ 8.5 bn Adj. Net Debt¹: -11% QoQ and +3% YoY
- Serena Geração Net Debt / EBITDA: 2.8x (Vs 4.5x Covenant)

Development

- Assuruá 4 (211.5 MW) full COD in Feb. 2023
- Assuruá 5 (243.6 MW) full COD in Oct. 2023
- Goodnight 1 (265.5 MW) full COD in Jan. 2024
- Distributed Generation: 13 plants energized (35 MW) by Apr. 2024.

Other

- R\$ 42.5 mm Energy Platform Gross Profit⁶: +R\$ 35.2 mm YoY
- Tax Equity disbursement: US\$ 184.7 mm
- Debentures issuance: R\$ 825 mm
- Asset Swap with EDFR concluded⁴



Armstrong



 serena

Goodnight 1 – 265.5 MW (Full COD in January 2024)

MAIN INDICATORS

1

Energy Platform
& Balance

Indicators	Unit	1Q24	1Q23	Var.	4Q23	Var.
Energy Platform						
Energy Sales	GWh	1,190.8	1,411.9	-16%	1,753.0	-32%
Energy Balance – Asset Portfolio						
Contracted Installed Capacity ¹	MW	2,796.8	2,683.3	4%	2,772.9	1%
Assured Energy sold through Energy Offtake Agreements (2024-33) ²	%	91%	84%	6 p.p.	90%	1 p.p.
P50 sold through Energy Offtake Agreements (2024-33) ³	%	89%	82%	4 p.p.	87%	-1 p.p.
Avg. Sales Price (2024-33) ⁴	R\$/MWh	219.7	212.8	3.3%	218.0	0.8%

2

Asset
Management

Operating Installed Capacity	MW	2,683.3	2,174.3	23%	2,414.8	11%
Energy Production ¹	GWh	1,950.9	1,803.2	8%	2,658.4	-27%
Gross Resource	GWh	2,164.6	2,036.9	6%	2,892.5	-25%
Asset Availability	GWh	5,559.2	4,399.7	26%	5,050.1	10%
Availability	%	96.2%	95.9%	0.3 p.p.	95.6%	0.5 p.p.
Adj. Availability ⁵	%	96.8%	96.7%	0.1 p.p.	97.2%	-0.4 p.p.

3

Development⁶

Assuruá 4 Execution (211.5 MW)	%	100%	100%	-	100%	-
Assuruá 5 Execution (243.6 MW)	%	100%	60%	40 p.p.	100%	-
Goodnight 1 Execution (265.5 MW)	%	100%	39%	61 p.p.	98%	2 p.p.
DG Execution (92.0 MW)	%	38%	-	-	22%	16 p.p.
DG Launched (108.5 MW)	%	85%	-	-	82%	23 p.p.
Pipeline	MW	6,540.8	6,325.1	3%	6,540.8	n.a.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers 50% stake in Pirapora and Ventos da Bahia 1, 2 and 3 and 100% in Pipoca. From 1Q24 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 and 100% of 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 1Q24 and database Jan/01/2023 for 1Q23 and 4Q23. Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments for 1Q23 and 4Q23. Considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3 from 1Q24 on. (5) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual reimbursements by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability). (6) Considers project status at data at the end of the quarter.

ENERGY BALANCE PORTFOLIO BREAKDOWN

	Energy Portfolio Distribution ¹ [MWavg.]	2024	2025	2026	2027	2028	2029–2033 ⁹
Energy Resources & Energy Sales	Total Resources Under Management (A)	1,292.3	1,324.3	1,299.8	1,294.8	1,305.8	1,244.8
	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Distributed Generation – P50 – Solar (BR)	18.7	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6
	Certified P50 – Wind (US)	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
	Purchase for Resale (BR)	61.0	79.4	55.0	50.0	61.0	0.0
Contracted Level	Energy Sales (B)	1,185,5	1,283,5	1,241,8	1,237,6	1,260,8	1,077,3
	Regulated Market (BR)	512,4	514,7	514,7	514,7	514,1	514,7
	Free Market (BR) ³	604,2	697,0	655,3	651,1	674,8	490,8
	Revenue Put (US)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
	Distributed Generation – Solar (BR)	18,7	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Average Price ⁹	Uncontracted Energy (C = A-B)	106,8	40,8	58,1	57,2	45,0	167,5
	Contracted Level [%] (D = B/A)	92%	97%	96%	96%	97%	87%
	Contracted (@Assured Energy) ⁴	92%	97%	96%	96%	97%	87%
	Uncontracted Energy (@Assured Energy)	8%	3%	4%	4%	3%	13%
	Uncontracted Energy (@P50) ⁵	11%	5%	6%	6%	5%	15%
Average Price ⁹	Average Sales Price⁹ [R\$/MWh]	227.4	223.6	223.2	221.8	215.2	215.4
	Regulated Market ^{1,6} (R\$/MWh)	250.4	248.0	248.0	248.0	248.0	243.1
	Free Market ^{1,6} (R\$/MWh)	207.2	198.8	194.8	190.9	180.4	173.2
	Merchant Price – Goodnight (U\$/MWh) ⁷	27 (R\$ 134.6)	40 (R\$ 198.8)	44 (R\$ 220.0)	47 (R\$ 232.6)	45 (R\$ 221.2)	45 (R\$ 224.6)
	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 Assurua 4 and Assurua 5 as assured energy. (3) Free Market contracts includes traditional PPAs and self-production like arrangements already closed (Delta 7 and 8, Chui, Assurua 4 and Assurua 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 4.95 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

We continue to maintain a high contract coverage for our 10-year forward production and to seek margin enhancements through new commercialization initiatives. Currently, ~90% of our 10-year Assured Energy output is contracted and we envision the potential to increase our long-term gross profit by up to 0.5 billion (NPV) in new deals that can be closed until the end of 2024 in the US and Brazil.

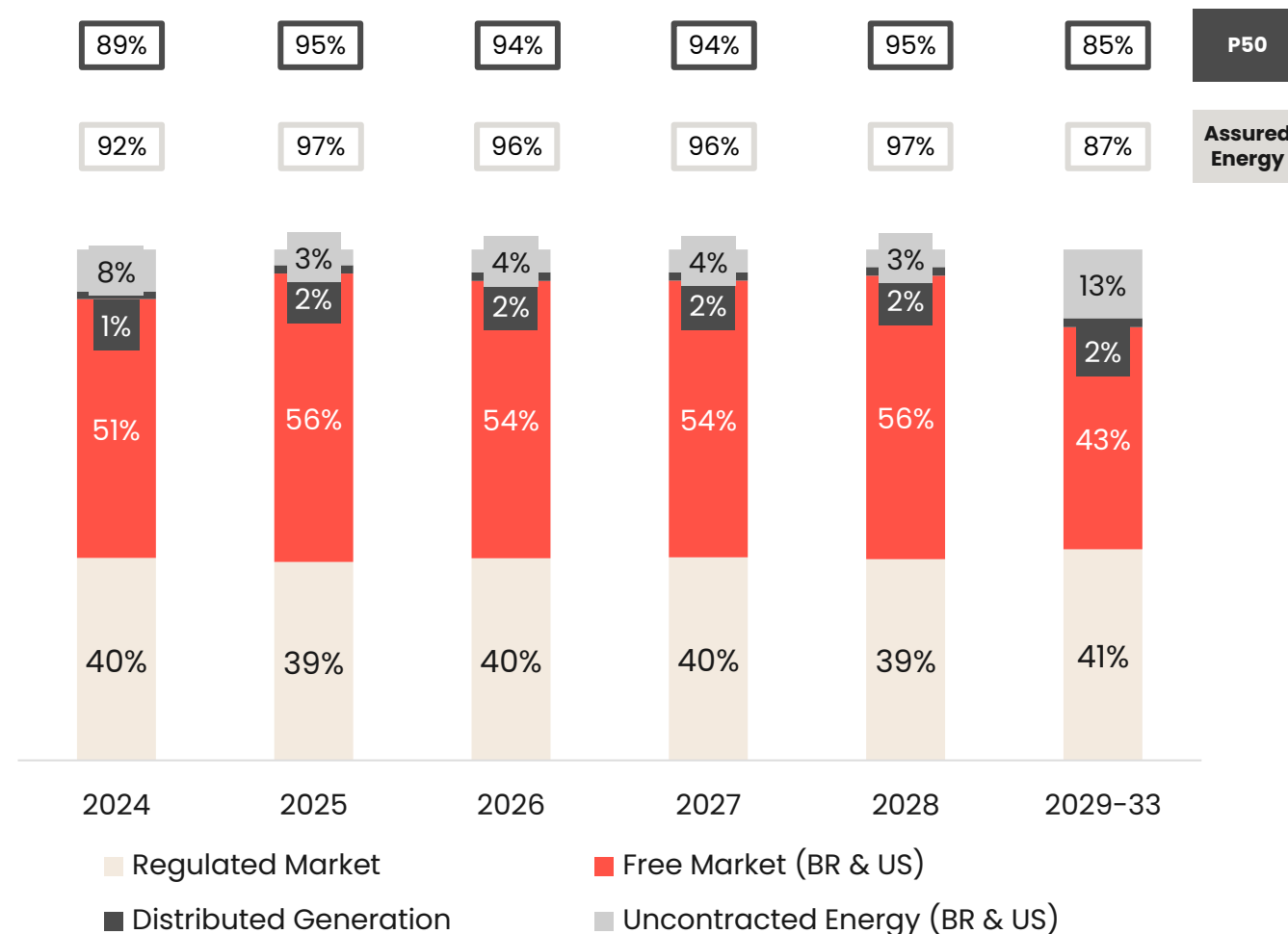
- For Brazil utility-scale portfolio, ~94% is contracted between 2024 and 2033 (meaning a ~92% contracted P50);
- Our sales efforts for DG in Brazil is ongoing in parallel to asset construction and our goal is to have the entire production of our new plants sold out by mid 2025;
- We are still in a merchant strategy in the US but rising renewable energy prices in the US brings us options to further increase GN 1 long-term margins.

Average Price

From 2024 on, our 10-year average¹ sales price of **R\$ 220/MWh** (2024-33):

- For Brazil utility-scale portfolio, **R\$ 214.2/MWh** of average sales¹ price until 2033 (free and regulated markets).
- US \$ 43/MWh**, expected, for Goodnight 1 (energy + RECs) until 2033¹;
- R\$ 500/MWh** average price for distributed generation.

Energy Balance (% contracted level @Assured Energy² and @P50³)



ENERGY PLATFORM HIGHLIGHTS

Free Market Energy Volumes and Financial Results

- **R\$ 47.9 mm** of EGP from Energy Platform in 1Q24, mostly driven by the sale of long positions held at higher prices than our targets (R\$ 42.5 mm @NPV);
- **2,710.5 GWh** of energy sales between 2025-2033;
- **1,190.8 GWh** of energy sold in 1Q24.

Realized Energy Gross Profit – Free Market

Currently we have R\$ 235 mm in Realized Energy Gross Profit in the Energy Platform that will be converted in cash in the next 10 years. R\$ 170 mm in the next 4 years.

- Fully locked buy and sell positions guaranteeing the cash flow, with a neglectable exposure to forward price variation.

Distributed Generation

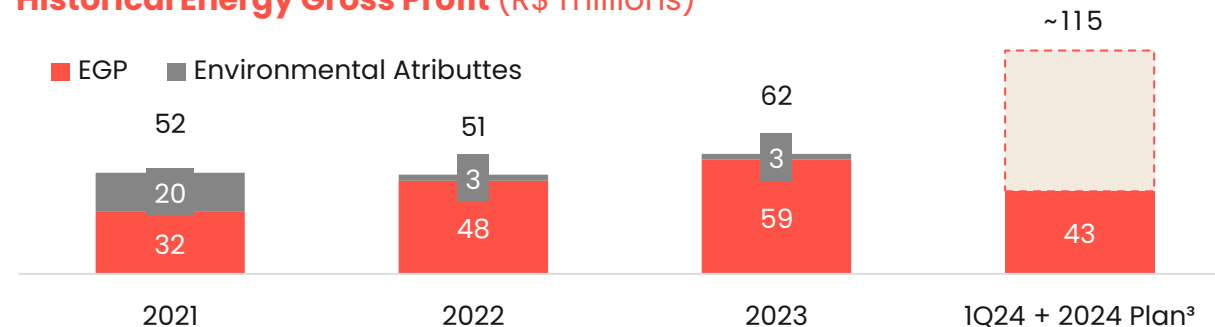
- 144.5 MW of projects contracted (including Serena's own investments and agreements with other suppliers), resulting in an estimated commercial margin of R\$ 20-25 million per year when all projects are operating.
- Expected additional R\$ 200-250 mm until 2033 in Distributed Generation Gross Profit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

Our Energy Platform Plan

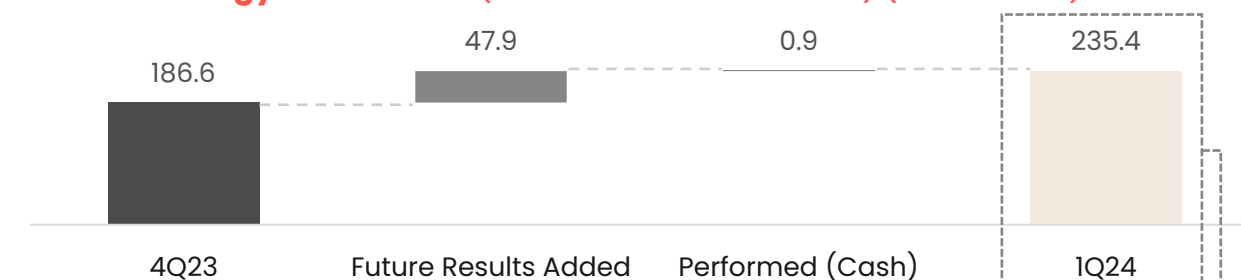
Energy Platform is a key strategic element of our business model with the role of expanding our client base and enhancing total returns. Based on our guidance, we expect the platform to grow ~50% this year and continue a strong Gross Profit trajectory with recurrence due to:

- Free market products for small and medium consumers (Free Market Opening in BR) through our long-term digital energy plans;
- Distributed generation products that offer small enterprises and households long-term digital energy plans;
- Tailored energy transactions;
- Upside: launch of US energy platform late 2024 (most likely scenario is launch in 2025).

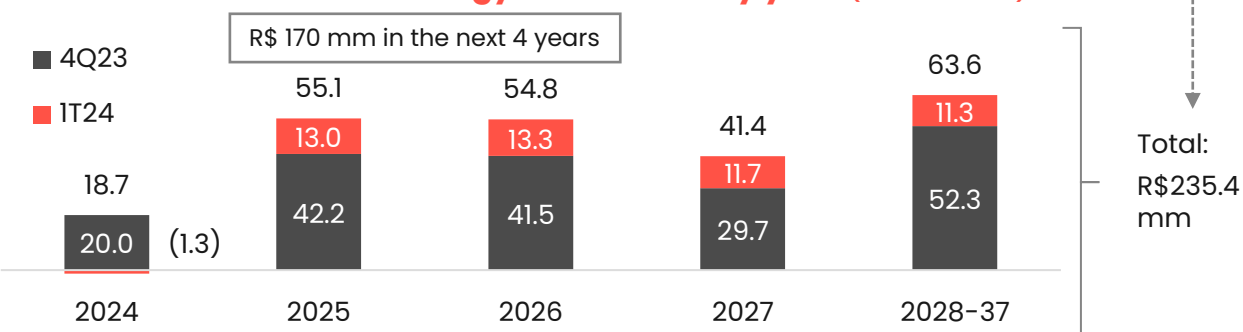
Historical Energy Gross Profit (R\$ millions)



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



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



Operational Summary

In 1Q24, production increased 8% considering the new assets. On a same-asset base, production decreased 11% mostly due to Cluster Bahia's resources.

Operating Assets	Installed Capacity (MW)	P50 (MWavg.) ^{3,4}	Assured Energy (MWavg.) ⁴	Energy Production (GWh)		
				1Q24	1Q23	Var.
BR Portfolio	2,417.8	1,177.2	1,109.4	1,730.0	1,803.2	-4%
Delta Complex	573.8	316.6	298.0	445.8	424.3	5%
Bahia Complex	990.2	549.6	495.6	652.2	731.8	-11%
Assuruá	808.1	454.2	409.2	517.5	552.0	-6%
Ventos da Bahia ¹	182.1	95.4	86.4	134.7	179.8	-25%
SE/CO Complex	271.1	101.4	96.8	243.7	271.2	-10%
Pipoca ²	20.0	10.3	11.9	33.4	37.7	-12%
Serra das Agulhas	30.0	12.9	12.9	60.1	44.1	36%
Indaiás	32.5	23.7	22.4	47.6	63.3	-25%
Gargaú	28.1	7.9	7.1	11.4	19.4	-41%
Pirapora ¹	160.5	46.7	42.6	91.2	106.6	-14%
Chuí Complex	582.8	209.6	219.0	388.3	375.9	3%
US Portfolio	265.5	100.4	n.a.	220.9	0.0	n.a.
Goodnight Complex	265.5	100.4	n.a.	220.9	0.0	n.a.
Total Portfolio	2,683.3	1,277.6	1,109.4	1,950.9	1,803.2	8%
Other Operational Indicators	-	-	-	1Q24	1Q23	Var.
Gross Resource (GWh) – Portfolio	-	-	-	2,164.6	2,036.9	6%
Asset Availability (%) – Portfolio	-	-	-	96.2%	95.1%	1.1 p.p.
Adj. Availability (%) ⁵ – Portfolio	-	-	-	96.8%	96.7%	0.1 p.p.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake (50%) of Pirapora and Ventos da Bahia 1, 2 and 3 during 1Q24. 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. (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 reimbursements by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability).

ENERGY PRODUCTION (YoY analysis)

During 1Q24, energy production came below expected, mainly driven by weaker resources in Cluster Bahia, and on a smaller scale by SE/CO, Goodnight and Chuí Clusters. Delta Cluster had solid volumes in Q1 (as explained in the [table on page 12](#)).

1Q24 vs. 1Q23

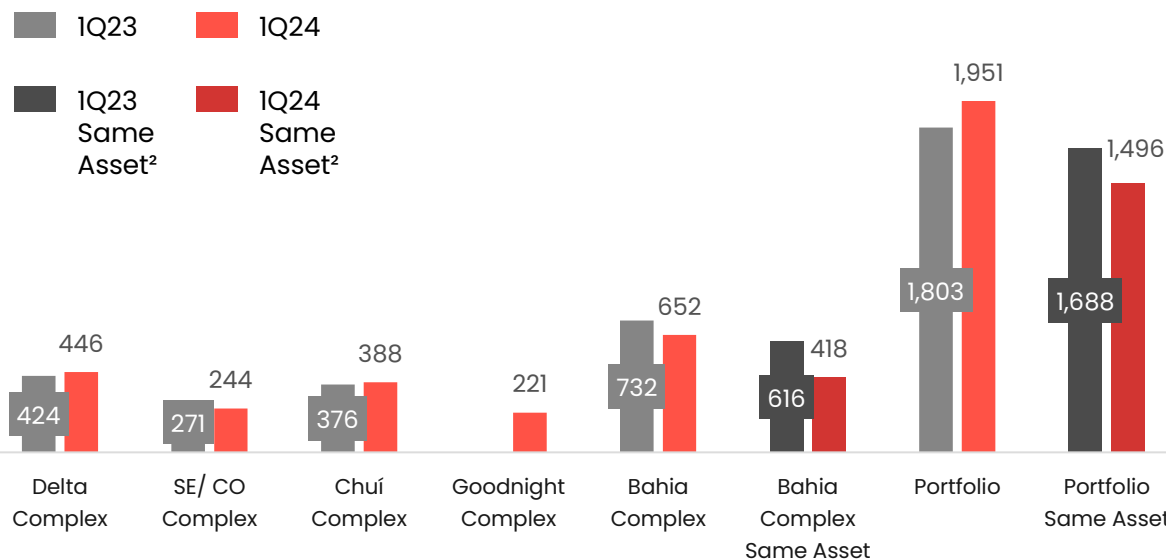
Energy Production¹ in 1Q24 grew 8% YoY to 1,950.9 GWh, mainly due to:

↑ 220.9 GWh from Goodnight 1, which started its ramp-up phase in November 2023 and reached full operation in early January 2024;

↑ 118.7 GWh from new assets in Assuruá (Assuruá 4 and Assuruá 5);

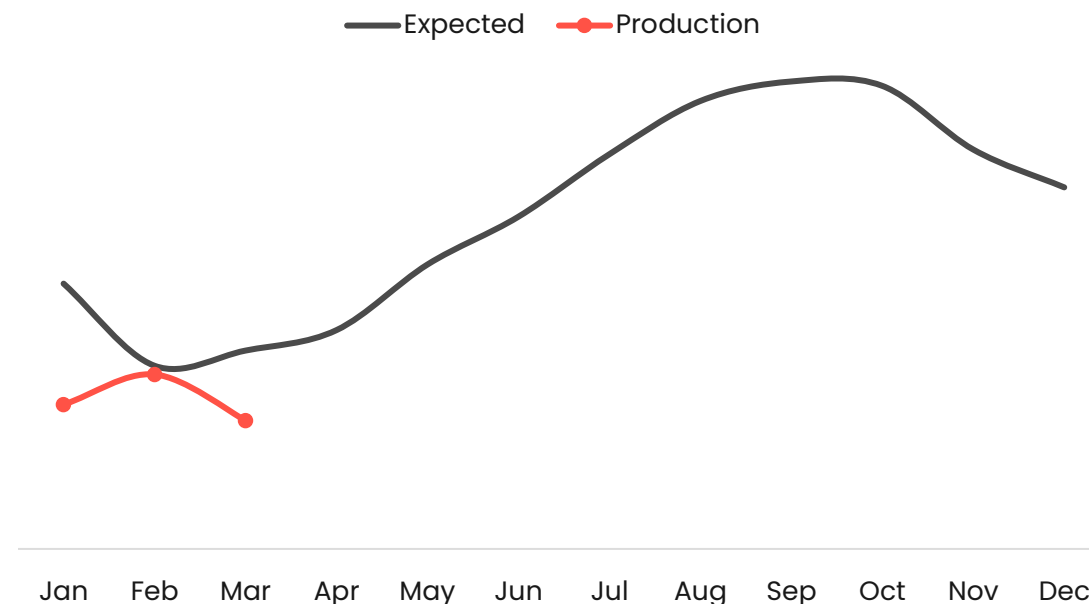
↑ On a same-asset base, production was 11% down YoY, mostly due to below expected results in Bahia. Year-over-year, Bahia (-32%), and SE/CO (-10%) Clusters were partially compensated by solid performance in Delta (+5%) and Chuí (+3%) Clusters.

Energy Production¹ (by Cluster) – in GWh



ENERGY PRODUCTION (monthly view) – in GWh

- 1Q24 energy production was 13.5% below expected mainly due to longer-lasting cold fronts and higher humidity/storms in Bahia Cluster. Despite that, our top-notch execution, creative ability to find optimizations in energy balance and in costs & expenses allowed us to deliver financial results mostly in line with the expected.
- More information on the financial performance can be found on [section B from pages 19 to 30](#).

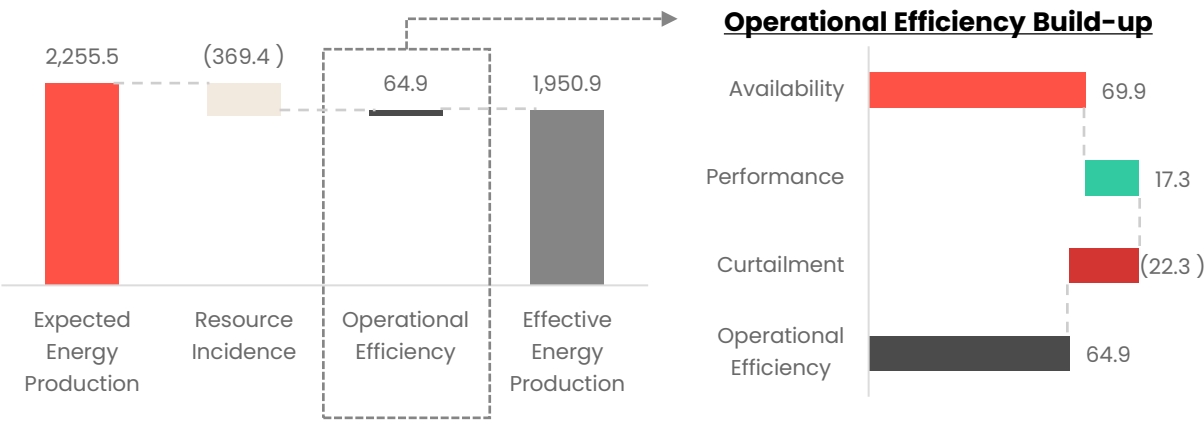


OPERATIONAL EFFICIENCY (1Q24 Breakdown)

Total operational efficiency in 1Q24 was 64.9 GWh above our target (~R\$ 9.1 mm), mainly due to:

- ↑ Availability: 69.9 GWh gain (~R\$ 9.8 mm) mostly from (i) efficiency gains in the annual maintenances of Bahia and Chuí – both already concluded, as well as (ii) the reallocation of annual maintenance in Deltas from Jan/Feb – when resources were above-expected – to months of expected lower wind incidence.
- ↑ Performance: 17.3 GWh gain (~R\$ 2.4 mm) mainly in Deltas, stemming from initiatives such as ETPO¹ and power-up, that improved our WTG performance.
- ↓ Curtailment : 22.3 GWh loss (~R\$ 3.1 mm). Within our portfolio, Assuruá (16.2 GWh) had the higher impact this quarter. It is worth mentioning that, in 1Q24, ONS curtailment² represented less than 1% of our portfolio's production in the period (that translates to ~0.4% of Energy Gross Profit). Also, curtailment in ERCOT³ of 6.1 GWh (~R\$ 0.9 mm).

Operational Performance Analysis – 1Q24 in GWh



RESOURCE INCIDENCE (1Q24 vs. Expected) – in GWh

Cluster	Gross Resource ⁴ vs. Expected	Comments
Delta Complex (573.8 MW)	-39.8 GWh (-7.8%)	Delta had a solid beginning of the year (Jan and mid-Feb), with above-expected resources. In March, the Cluster had above-average rain that offset such results, leading to resources 7.8% below expected.
Bahia Complex ¹ (990.2 MW)	-264.0 GWh (-26.5%)	Bahia's resources were affected by above-average humidity and incidence of cold fronts. Assuruá (-213.5 GWh) and Ventos da Bahia (-50.5 GWh)
SE/CO Complex ¹ (271.1 MW)	-22.0 GWh (-7.9%)	Net hydro resources in line with the expected and net wind and solar resources 16% (-21.4 GWh) below expected due to a rainier season in the Cluster's region.
Chuí Complex (582.8 MW)	-35.2 GWh (-7.3%)	Below historical average cold front incidence led to resources below expected.
Goodnight Complex (265.5 MW)	-8.4 GWh (-3.2%)	Goodnight became fully operational in January, with resources below expected.
Total	-369.4 GWh (-14.6%)	

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) Expected generation for a given resource incidence. Source: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) and Company Data.



● Xique-Xique

 **serena**

Assuruá 5 – 243.6 MW (Full COD in October)

Goodnight 1

Armstrong County – Texas (265.5 MW)

Full COD in 1Q24. On-time, on-budget & in-line target return.
Serena received US\$ 184.7 mm with the Tax Equity
disbursement from Goldman Sachs.



59_{/59}

WTGs Operational
(Full COD)

59_{/59}

WTGs Assembled
(Assembly)

59_{/59}

WTGs Delivered
(Delivery)

Civil: **100%**

Electric: **100%**

Assembly: **100%**

Full COD: **100%**

Other Information:

Full Year EBITDA² Projection:

US\$ 20 mm – US\$ 25 mm

WTG/O&M supplier: Vestas

Load Factor: 37.8%

Full COD: 1Q24

CAPEX: **US\$ 298 mm¹**

Total Capex Estimate³:
In line with the expected
(US\$ 295 mm – US\$ 300 mm)

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Up to Q1 2024. (2) First full year of the asset, in nominal terms. Does not consider tax-equity and first-year special allocation in Goodnight 1 EBITDA. (3) From a total investment of US\$ 410 mm to 430 mm (US\$ 410 mm already deployed | US\$ 414 mm expected).



Distributed Generation

SE, NE and MW (92 MWac¹)

15 projects have been connected to the grid.



35MW

Grid Connected

89.5MW

Under Construction

92MW

Contracted Capacity
(NTP)

Connected:

38%

Assembly:

90%

Civil Started:

90%

Procurement:

100%

Other Information:

Full Year EBITDA³
Projection:

R\$ 65 mm – R\$ 75 mm

Supplier: WEG

Load Factor: ~31%
(first year)

Full COD: January 2023

CAPEX:

R\$ 280 mm²

Total Capex Estimate⁴:

R\$ 424 mm – R\$ 474 mm

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company currently holds 72%. 87 MW from the JV with Apolo (70%) and 5 MW from Serena's own investment. (100%). (2) Up to Q1 2024. Company's share. (3) First full year EBITDA for 100% of contracted capacity. Company's share. (4) Company's share.



UFV Piacatu I



 serena

UFV Avanhandava I



2023 Investment Plan – Post-Completion Review



Assuruá 4

+211.5 MW

Load Factor: **61.4%**

Location: **Bahia, Brazil**

Full COD: **February 2023**

Total CAPEX Estimate:
R\$ 1.175 bn – R\$ 1.25 bn

CAPEX Deployed¹:
R\$ 1.231 bn

Funding:
~73% BNB + Infrastructure Debenture³

Full Year EBITDA Expectation²:
R\$ 170 mm – R\$ 190 mm



Assuruá 5

+243.6 MW

Load Factor: **54.6%**

Location: **Bahia, Brazil**

Full COD: **October 2023**

Total CAPEX Estimate:
R\$ 1.35 bn – R\$ 1.415 bn

CAPEX Deployed¹:
R\$ 1.365 bn

Funding:
~68% FDNE + Infrastructure Debenture³

Full Year EBITDA Expectation²:
R\$ 175 mm – R\$ 195 mm



Goodnight 1

+265.5 MW

Load Factor: **37.8%**

Location: **Texas, United States**

Full COD: **January 2024**

Total CAPEX Estimate:
US\$ 295 mm – 300 mm⁴

CAPEX Deployed¹:
US\$ 298 mm

Funding:
~52% Tax Equity + Back-loan⁵

Full Year EBITDA Expectation²:
US\$ 20 mm – US\$ 25 mm⁶

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 Capacity	92 MWac	16.5 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 Share ²	72%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Total CAPEX Estimate	R\$ 424 mm - R\$ 474 mm (Serena Share) ⁴	R\$ 118 mm - R\$ 158 mm (Serena Share) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Deployed ²	R\$ 280 mm (Serena Share)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Funding	All phases: ~60% BNB, BNDES, SUDENE		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full Year EBITDA Expectation ³	R\$ 62 mm - R\$ 72 mm (Serena Share by 2025)	R\$ 18 mm - R\$ 28 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 Q1 2024 (3) First full year of the asset. In nominal terms. (4) Includes project acquisition and development fees.

MAIN INDICATORS

1

Profitability
Summary

	Unit	1Q24	1Q23	Var.	4Q23	Var.
Adjusted Energy Gross Profit ¹	R\$m	524.6	408.0	29%	715.7	-27%
Energy Gross Profit	R\$m	461.9	319.1	45%	625.8	-26%
Unit Gross Profit ²	R\$/MWh	271.2	228.6	19%	269.9	0%
Adjusted EBITDA ³	R\$m	367.9	285.2	29%	568.6	-35%
Adjusted EBITDA Margin ⁴	%	70.1%	69.9%	0.2 p.p.	79.4%	-9.3 p.p.
EBITDA	R\$m	687.1	227.8	202%	518.0	33%
Adjusted Net Income (Losses)	R\$m	-104.5	-84.0	24%	145.0	-172%
Net Income (Losses) ⁵	R\$m	135.5	-84.0	-261%	145.0	-7%

2

Cash and
Financing
Summary

Adjusted Net Debt ¹	R\$m	8,524.1	8,251.4	3%	9,608.2	-11%
Net Debt	R\$m	8,599.6	7,185.3	20%	8,571.2	0%
Adjusted Cash Balance ¹	R\$m	1,552.3	1,621.7	-4%	1,319.1	18%
Cash Balance	R\$m	1,567.7	1,382.9	13%	1,181.3	33%
Adj. Cash Flow From Operations ¹	R\$m	252.9	239.0	6%	643.5	-61%

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake of Serena's investments. Net of Tax Equity's IFRS effects. 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3 was consolidated in the Balance Sheet. (2) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production. (3) Adjusted. Considers the pro-rata stake of Serena's investments.. Net of Tax Equity's IFRS effects and non-economic/non-recurring items. (4) Adjusted EBITDA/Adjusted Energy Gross Profit.

Profitability Summary

In 1Q24, Adjusted EBITDA^{1,4} grew 29%, vs. 1Q23, mainly due to the new assets, positive effect from past M&A transactions and margin optimizations.

B. Financial Performance

1. Profitability Summary

Adjusted Energy Gross Profit ¹ (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Energy Gross Profit	461.9	319.1	45%
Energy Gross Profit from JVs	73.2	88.9	-18%
(-) Tax Equity Partner Allocation ²	-10.5	-	n.a.
Adj. Energy Gross Profit	524.6	408.0	29%
Unit Gross Profit (R\$/MWh) ³	271.2	228.6	19%

Adjusted Opex & Expenses ^{1,4} (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Opex & Expenses	222.3	-109.9	n.a.
(-) Non-recurring items	-364.9	-	n.a.
Opex & Expenses from JVs	-14.3	-12.9	13%
(-) Tax Equity Partner Allocation ²	0.2	-	n.a.
Adj. Opex & Expenses	-156.7	-122.8	28%
Adj. Opex & Expenses (R\$/MW)	-58.4	-56.5	3%
D&A from JVs	-19.1	-19.1	0%

Adjusted EBITDA ^{1,4} (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
EBITDA	687.1	227.8	202%
(-) Equity income	-2.9	-18.6	-84%
(-) Non-recurring items	-364.9	0.0	n.a.
EBITDA from JVs	58.9	76.1	-23%
(-) Tax Equity Partner Allocation ²	-10.3	-	n.a.
Adj. EBITDA	367.9	285.2	29%
Adj. EBITDA margin ⁵ (%)	70.1%	69.9%	0.2 p.p.

Adjusted Net Income ^{1,4} (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Net Income (Losses)	135.3	-84.0	n.a.
(-) Non-recurring items	-240.8	0.0	n.a.
(-) Tax Equity Partner Allocation ²	-10.3	-	n.a.
(-) Tax Equity IFRS effect of interest accrual	11.1	0.0	n.a.
Adj. Net Income	-104.5	-84.0	24%

ENERGY GROSS PROFIT (YoY analysis)

1Q24 YoY growth results from new assets commissioning/incorporation as well as a positive effect from liability write off connected to post-acquisition restructuring and the margin optimization initiatives.

1Q24 vs. 1Q23

EGP¹ grew R\$ 116.6 mm to R\$ 524.6 mm, increasing 29% YoY mainly due to:

↑ Addition of New Assets: +R\$ 53.3 mm (~46% of the increase):

- Assuruá 4: +R\$ 9.0 mm (increase vs. R\$ 33.9 mm in 2023);
- Assuruá 5: +R\$ 27.3 mm;
- Goodnight 1: +R\$ 17.0 mm.
 - Merchant + RECs and other revenues: + R\$ 6.4 mm²;
 - PTC allocated to Serena: + R\$ 20.0 mm;
 - Accounting effect from Goodnight 1 put structure price fluctuation, pointing to market perspectives of higher spot prices: - R\$ 9.4 mm.

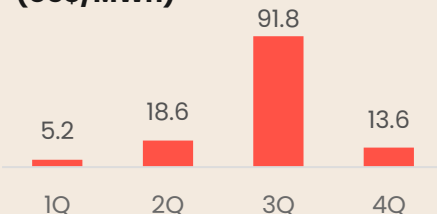
↑ From Same Assets: +R\$ 63.3 mm (~54% of the increase):

- Energy Platform: +R\$ 35.2 mm (~30% of the increase);
- Energy balance surpluses from new energy offtake agreements: +R\$ 11.1 mm;
- Portfolio mix, resulting mainly from inflation and PPA prices effects: +R\$ 17.4 mm;
- Positive effect from liability write off connected to post-acquisition restructuring: +R\$ 43.4 mm (~37% of the increase);
- Energy production of approximately 11% below year-over-year: - R\$ 43.8 mm.

Goodnight 1 Energy Gross Profit Explained

Goodnight 1 presents a much higher seasonality in terms of prices than other assets of Serena portfolio. ERCOT demand is mainly driven by temperature, with higher use of refrigeration in the summer (Jun-Sep). In 3Q23 energy consumed accounted for ~32% of all year consumption in the region, which was ~150% of Q1 consumption.

Quarterly Nodal Prices 2023 (US\$/MWh)



ENERGY GROSS PROFIT (vs. Expected)

1Q24 energy production was 13.5% below expected mainly due to longer-lasting cold fronts and higher humidity/storms especially in Bahia cluster. Despite that, the record R\$ 42.5 million Gross Profit achieved by the energy platform combined with low spot prices - enabling low-cost hedging for the production shortfall - led to an Energy Gross Profit¹ of R\$ 524.6 million - 28% increase from 1Q23 and R\$ 43 million below expected.

1Q24 vs. Expected

EGP¹ was R\$ 43 mm below expected, representing -8% versus our forecast, mainly due to:

↓ Energy Production below expected: - R\$ 46.4 mm;

↑ Energy Platform: +R\$ 24.8 mm;

↓ Goodnight 1: - R\$ 11.3 mm, mostly resulting from actual spot prices being lower than expected;

↓ Accounting effect from Goodnight 1 put structure price fluctuation, pointing to market perspectives of higher spot prices: - R\$ 9.4 mm;

↓ Distributed Generation: - R\$ 3.3 mm, mainly due to a slight delay in achieving full commercial operation of plants;

↑ Others, as a result from the energy balance: + R\$ 2.6 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 investments;

↓ 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.

TOTAL UNIT GROSS PROFIT¹ (YoY analysis)

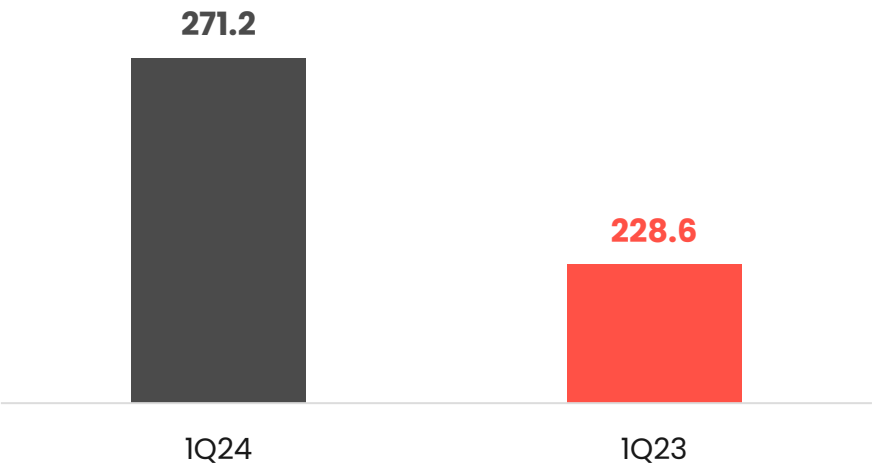
1Q24 year over year growth results mainly from margin optimizations, energy liabilities restructuring and the energy platform.

1Q24 vs. 1Q23

Unit Gross Profit¹ grew R\$ 43/MWh to R\$ 271.2/MWh, increasing 19% YoY, mainly due to:

- ↑ Energy liabilities restructuring on past assets' acquisitions: +R\$ 22/MWh;
- ↑ Energy Platform margins: +R\$ 20/MWh;
- ↑ Asset Margin optimizations: +R\$ 6/MWh;
- ↑ Inflation, PPA curves and other similar effects: +R\$ 3/MWh;
- ↓ Lower prices from the new assets mainly as spot prices were below expected in the US: -R\$ 8/MWh

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



ENERGY PLATFORM P&L (YoY analysis)

Energy Gross Profit from the energy platform of R\$ 42.5 mm², R\$ 35.2 mm above 1Q23, mostly driven by the sale of long positions held at higher prices than our targets. Minor volatility in the Energy Platform results is expected since our future positions are already locked.

KPIs (R\$ mm)	1Q24	1Q23	Var.	4Q23	Var.
Net Revenues	197.5	240.3	-18%	293.0	-33%
Energy Purchase	-198.3	-245.1	-19%	-301.2	-34%
Energy Gross Profit from Energy Sales	-0.9	-4.7	-82%	-8.2	-89%
Gross Profit from Future Positions	43.4	12.0	261%	14.5	200%
Energy Gross Profit	42.5	7.3	484%	6.3	575%
OPEX and Expenses	-6.3	-7.7	-18%	-13.4	-52%
EBITDA	36.1	-0.4	n. a.	-7.1	n. a.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production. (2) Does not consider revenue from Environmental Attributes.

EBITDA (YoY analysis)

1Q24 YoY growth results from new assets commissioning/incorporation as well as a positive effect from liability write off connected to post-acquisition restructuring and the margin optimization initiatives.

1Q24 vs. 1Q23

EBITDA¹ grew R\$ 82.6 mm to R\$ 367.9 mm, increasing 29% YoY, mainly due to:

↑ New Assets variation: +R\$ 33.4 mm:

- Assuruá 4: +R\$ 4.5 mm (increase vs. R\$ 27.8 mm in 1Q23);
- Assuruá 5: +R\$ 18.1 mm;
- Goodnight 1: +R\$ 10.9 mm².

↑ Same Assets effects explained in Energy Gross Profit ([page 21](#)): +R\$ 63.3 mm;

↓ Increase in Opex & Expenses (without D&A) from Same Assets: -R\$ 14.1 mm.

Detailing Adj. Opex & Expenses¹ increase of R\$ 34.0 mm to R\$ 156.7 mm:

↓ New Assets: -R\$ 21.4 mm:

- O&M contracts: -R\$ 14.3 mm, from which:
 - Goodnight: -R\$ 6.1 mm, which includes Q4 ramp-up O&M payments;
- SG&A: -R\$ 2.9 mm;
- Regulatory Charges: -R\$ 4.2 mm.

↓ Same Assets: -R\$ 12.6 mm:

- Lower regular contractual availability and insurance indemnifications vs. 1Q23: -R\$ 9.1 mm;
- SG&A increase mostly related to personnel: -R\$ 2.2 mm.
- O&M increase from regular contract curves and inflation effects: -R\$ 1.8 mm;
- Other: +R\$ 0.5 mm.

EBITDA (vs. Expected)

1Q24 was 8.6 mm below the expected for the quarter, as the R\$ 43 mm of below expected EGP were partially offset by R\$ 34.4 mm of below-budget OPEX & Expenses.

1Q24 vs. Expected

EBITDA¹ was R\$ 8.6 mm below the expected for 1Q24, down 2%. This result is mainly explained by:

↓ R\$ 43 million of below expected EGP, partially offset by

↑ R\$ 34.4 million of below-budget OPEX & Expenses:

- To occur in future quarters: + R\$ 16.2 mm;
- Actual savings: + R\$ 14.7 mm;
- Regular contractual indemnifications from O&M suppliers and other: +R\$ 3.5 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 investments;

↓ 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)

Serena continued to execute its debt raising process to finance projects with recent COD (721 MW capacity from Assuruá 4, Assuruá 5 and Goodnight 1).

Net Financial Result¹ reached -R\$ 253.7 mm, 7% below 4Q23 and 17% below 1Q23:

Lower Net Financial Result compared to 4Q23 is mainly related to (i) macroeconomic effects in debt indexes, (ii) the expected change on the accounting of Goodnight 1's financial expenses – during construction, the financial result is capitalized and accounted as CAPEX, while during the operational phase, it starts to impact income statement, and (iii) Assuruá 4 and Assuruá 5 (OD4) bridge rollover fee (R\$ 1.6 mm).

Due to the capacity expansion Adjusted Gross Debt reached its peak in 4Q23 of approximately R\$ 10.9 billion and started to fall in 1Q24 to approximately R\$ 10.1 billion.

KPIs (R\$ mm)	1Q24	1Q23	Var.	4Q23	Var.
Financial Income	26.9	40.9	-34%	24.4	10%
Interest from investments	25.3	38.3	-34%	26.3	3%
Other	1.6	2.6	-39%	-1.9	-89%
Financial Expenses	-265.8	-219.3	21%	-242.1	10%
Interest on loans	-225.8	-190.4	19%	-210.5	6%
Other	-40.0	-38.8	17%	-31.5	37%
Net Financial Result	-238.9	-188.3	27%	-217.7	10%
Net Financial Results from JVs	-26.0	-28.4	-9%	-20.5	27%
(-) Tax Equity IFRS effect of interest accrual	11.1	-	n.a.	-	n.a.
Adjusted Net Financial Results	-253.7	-216.7	17%	-238.2	7%

NET INCOME (YoY analysis)

1Q24 Adjusted Net Income reached negative R\$ 104.5 mm, R\$ 20.5 mm lower than 1Q23. Losses in 1Q and 2Q occur majorly due to seasonality of our portfolio, and the variation is related to a R\$ 51 mm increase in financial expenses, an R\$ 82.6 mm increase in adjusted EBITDA and a R\$ 53.6 mm increase in D&A.

Adjusted Net Income comprises:

- A. The offset of a non-cash gain from the asset swap with EDFR totaling -R\$ 240.8 deriving from:
 - Other Operational Revenue: -R\$ 364.9 mm (non-cash gain from asset swap)
 - Deferred income tax: +R\$ 124.1 mm (non-cash income tax from asset swap)
- B. Tax Equity IFRS adjustments of:
 - Tax Equity Partner's PTC Allocation and 5% EBITDA Cash Distribution: -R\$ 10.3 mm
 - Interest Accrual on Tax Equity's principal (to be paid by PTC's³): +R\$ 11.1 mm

KPIs (R\$ mm)	1Q24	1Q23	Var.	4Q23	Var.
EBIT	526.1	120.4	337%	385.8	36%
Net Financial Result	-238.9	-188.3	27%	-217.7	10%
EBT	287.3	-67.9	-523%	168.1	71%
Income and social contribution taxes	-151.7	-16.1	840%	-23.1	557%
Net Income (Losses)	135.5	-84.0	-261%	145.0	-7%
(-) Non-recurring items related to the asset swap with EDFR	-240.8	0.0	n.a.	0.0	n.a.
(-) Tax Equity Partner Allocation ²	-10.3	-	n.a.	-	n.a.
(-) Tax Equity IFRS effect of interest accrual	11.1	-	n.a.	-	n.a.
Adjusted Net Income¹	-104.5	-84.0	24%	145.0	-172%

Cash & Financing Summary

In 1Q24, Adjusted Net Debt¹ was R\$ 8.5 billion. Net Debt / EBITDA LTM of the operational arm was 2.8x, a 0.9x decline QoQ and 1.6x decline YoY, as the company continues to deleverage.

B. Financial Performance

2. Cash and Financing Summary

Indebtedness (R\$ million)	1Q24	4Q23	Var.	1Q23	Var.
Gross Debt (in BRL)	9,310.9	7,948.0	17%	7,738.8	20%
Gross Debt (in foreign currency)	947.8	1,853.0	-49%	888.1	7%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset	10,258.6	9,801.0	5%	8,627.0	19%
Transaction Costs	-91.4	-48.4	89%	-58.8	55%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of transactions costs)	10,167.3	9,752.5	4%	8,568.2	19%
(-) Tax Equity Offset	-934.1	-	n.a.	-	n.a.
Total Gross Debt	10,167.3	9,752.5	4%	8,568.2	19%
(-) Total Cash	1,567.7	1,181.3	33%	1,382.9	13%
Cash and Equivalents	1,198.4	950.2	26%	1,152.6	4%
Restricted Cash	369.3	231.1	60%	230.3	60%
Net Debt	8,599.6	8,571.2	0%	7,185.3	20%

Adjusted Net Debt ¹ (R\$ million)	1Q24	4Q23	Var.	1Q23	Var.
Net Debt	8,599.6	8,571.2	0%	7,185.3	20%
Net Debt from JVs	1.0	1,089.1	-100%	1,066.2	-100%
Gross Debt from JVs	2.8	1,240.3	-100%	1,304.9	-100%
(-) Total Cash from JVs	1.9	151.2	-99%	238.7	-99%
(-) Arco Energia Net Debt (JV with Apolo)	-76.5	-52.1	47%	-	n.a.
Adjusted Net Debt¹	8,524.1	9,608.2	-11%	8,251.4	3%

Avg. Nominal Cost and Term ²	1Q24	4Q23	Var.	1Q23	Var.
Debt Cost (%)	8.8%	8.8%	-	10.3%	-150 bps
Term (years)	5.3	3.9	1.4 years	4.7	0.6 year

Other Credit Metrics	1Q24	4Q23	Var.	1Q23	Var.
Operational Arm (Serena Geração)					
Net Debt/EBITDA (LTM) – Covenant	2.8x	3.7x	-26%	4.3x	-36%
Adj. Net Debt/EBITDA (LTM)	3.5x	3.8x	-6%	4.4x	-22%
Operational + Development Arm (Serena Energia)					
Net Debt/EBITDA Before Tax Equity Offset (LTM)	5.6x	6.3x	-12%	7.0x	-21%
Net Debt/EBITDA ¹ (LTM)	5.0x	6.0x	-17%	6.6x	-25%

INDEBTEDNESS

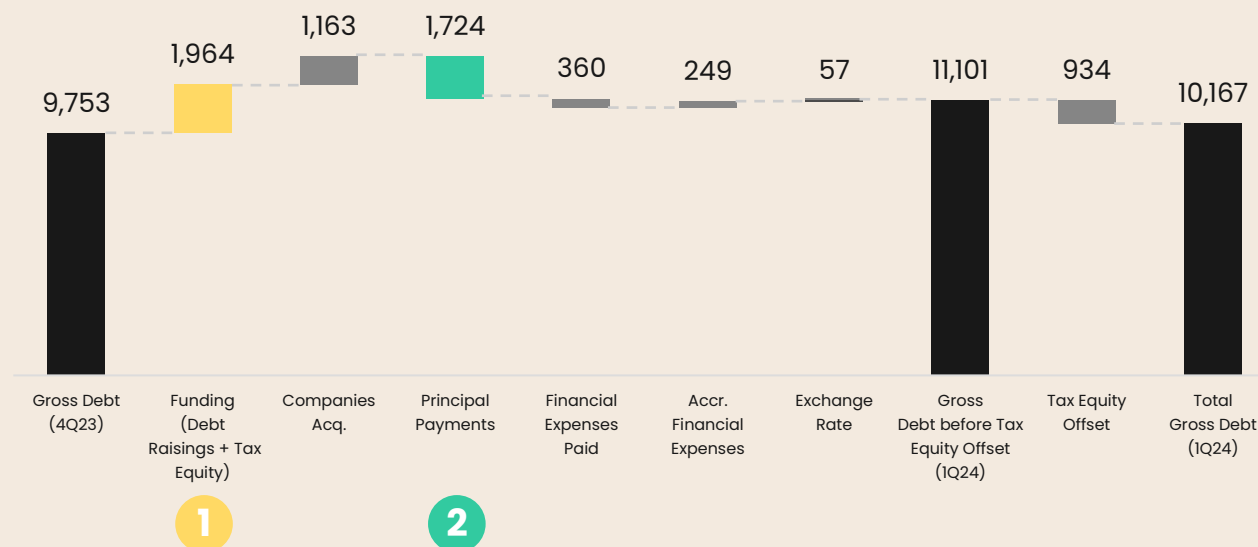
Adjusted Net Debt¹ reached R\$ 8,524.1 mm, 11% below 4Q23 (-R\$ 1,084.2 mm) and 3% above 1Q23 (_R\$ 272.6 mm)

The decrease is mostly related to the Company's ongoing refinancing plan - after the conclusion of the additional 721 MW built between 4Q22 and 4Q23 (Goodnight 1 and Assuruás 4&5). The disbursement of Tax Equity² in Feb/24 paid Goodnight 1's bridge loan (~R\$ 864.6 mm). Also, the conclusion of the asset swap with EDF by the end of March led to the consolidation of 100% of Ventos da Bahia's Gross Debt (~R\$ 1,163.3 million).

Indebtedness Breakdown

Indebtedness (R\$ mm)	1Q24	4Q23	Var.	1Q23	Var.
BNDES	2,497.3	1,942.1	29%	2,026.2	23%
Debentures	4,360.4	4,095.2	6%	3,990.4	9%
BNB	1,771.9	1,320.7	34%	1,281.2	38%
CCB	26.9	32.0	-16%	47.3	-43%
FDNE	654.3	558.0	17%	224.4	192%
Gross Debt (in BRL)	9,310.9	7,948.0	17%	7,738.8	20%
Offshore Loan	760.9	746.8	2%	772.2	-1%
Bridge Loan	-	944.0	n.a.	116.0	n.a.
Term Loan	186.9	-	n.a.	-	n.a.
Tax Equity	934.1	-	n.a.	-	n.a.
Resolution 4131 / Promissory Note	-	162.2	-100%	169.4	n.a.
Gross Debt (in Foreign Currency)	1,881.8	1,853.0	2%	888.1	112%
Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,192.7	9,801.0	14%	8,627.0	30%
Transaction Costs	-91.4	-48.4	89%	-58.8	55%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transaction Costs)	11,101.3	9,752.5	14%	8,568.2	30%
(-) Tax Equity Offset	-934.1	-	n.a.	-	n.a.
Total Gross Debt	10,167.3	9,752.5	14%	8,568.2	30%
Cash and Cash Equivalents	1,567.7	1,181.3	33%	1,382.9	13%
Net Debt	8,599.6	8,571.2	0%	7,185.3	20%
Net Debt from JVs	1.0	1,089.1	-100%	1,066.2	-100%
(-) Net Debt Arco Energia	-76.5	-52.1	47%	-	n.a.
Adjusted Net Debt	8,524.1	9,608.2	-11%	8,251.4	3%

Changes in Indebtedness (1Q24) – in million reais



Funding (Debt Raisings + Tax Equity):

- ↑ ~R\$ 913.9 mm (~US\$ 184.7 mm) of Tax Equity disbursement (not having any amortization or interest obligations);
- ↑ ~R\$ 798.4 mm of Assuruá 4 & 5 infrastructure debentures (net of fees and transaction costs);
- ↑ ~R\$ 85.0 mm (~US\$ 17.2 mm) of last Goodnight 1's construction loan disbursements;
- ↑ ~R\$ 83.8 mm of FDNE in Assuruá 5 (additional ~\$140 million already contracted still to be disbursed);
- ↑ ~R\$ 82.9 mm of Debentures in Arco Energia.

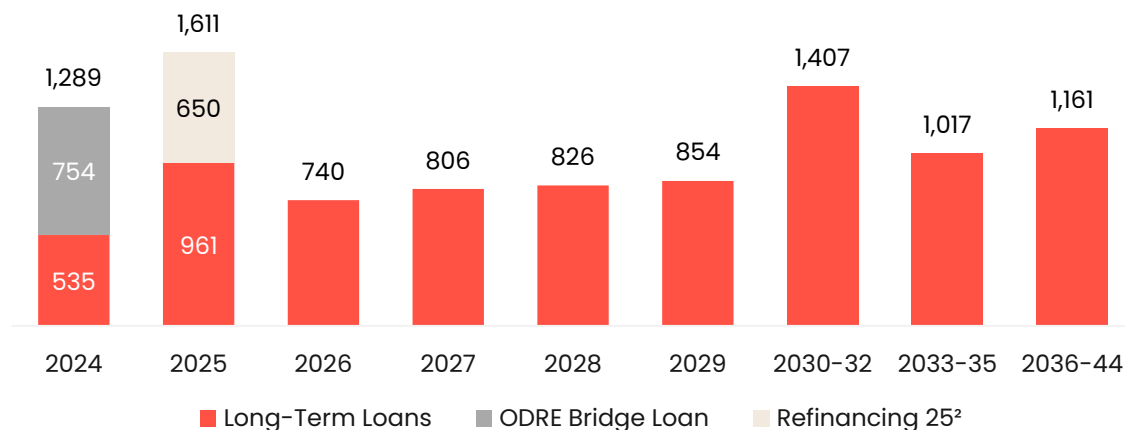
Principal Payments:

- ↓ ~R\$ 864.6 mm (~US\$ 174.4 mm) in Goodnight 1's bridge loan with the resources from the Tax Equity disbursement. The remaining R\$ 187 mm (~US\$ 37.8 mm) was postponed to January 2029, with interest at SOFR + 1.75% p.a. (*Term Loan*);
- ↓ ~R\$ 603.3 mm of Assuruá 4&5 Bridge Loan (OD4 Debentures);
- ↓ ~R\$ 159.9 mm in the SD² 4131 Resolution;
- ↓ ~R\$ 96.1 mm of SG³ + SD² consolidated debt.

Principal Amortization Curve (in million Reais)

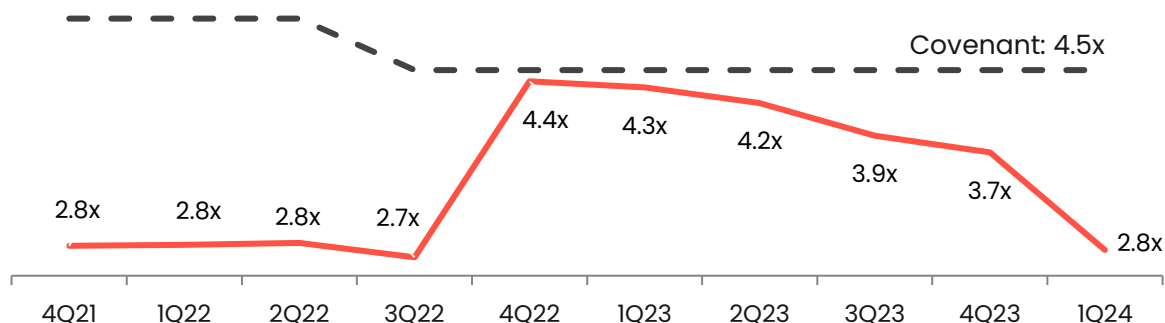
Operational + Development Arm¹

Amortization schedule as of 31-Mar-2024



Net Debt / EBITDA

Operational Arm (Serena Geração)



2024 Refinancing According to Plan

In line with our plan, our Net Debt reached R\$ 8.5 billion while our Net Debt / EBITDA reached 5.0x and Net Debt / EBITDA of the Operational Arm reached 2.8x as the rising revenues from the new assets started impacting the index

In 1Q24, we have:

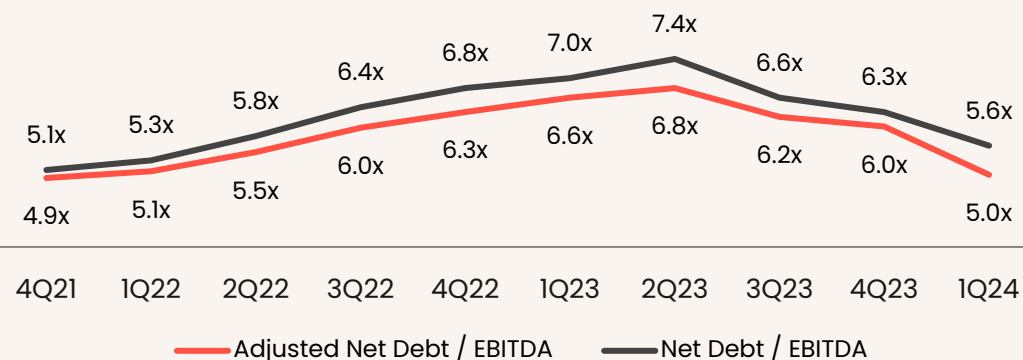
- ✓ Amortized all Goodnight 1 bridge loans using the proceeds from Goldman Sachs' **tax equity investment - US\$ 184.7 million** (~R\$ 914 million);
- ✓ **Issued a R\$ 825 million debenture** – two tranches, R\$ 230 million and R\$ 595 million, due in 2035 and 2041, respectively – related to Assuruá 4 and 5, amortizing R\$ 730 million in bridge loans;
- ✓ **Disbursed R\$ 83.8 million of FDNE line** related to Assuruá 5.

As per our refinancing plan, we have one more bridge loan refinancing to perform:

- 1 Company has **several options to fund Serena US (ODRE) (R\$ 731 mm)** including: (i) sell down process or other capitalization structure in US (in progress), (ii) new margin optimization transactions, and (iii) other refinance options given space created with new EBITDA level and conclusion of high-capex cycle (Serena Geração crossed 1Q24 with a 1.1x space from covenant).

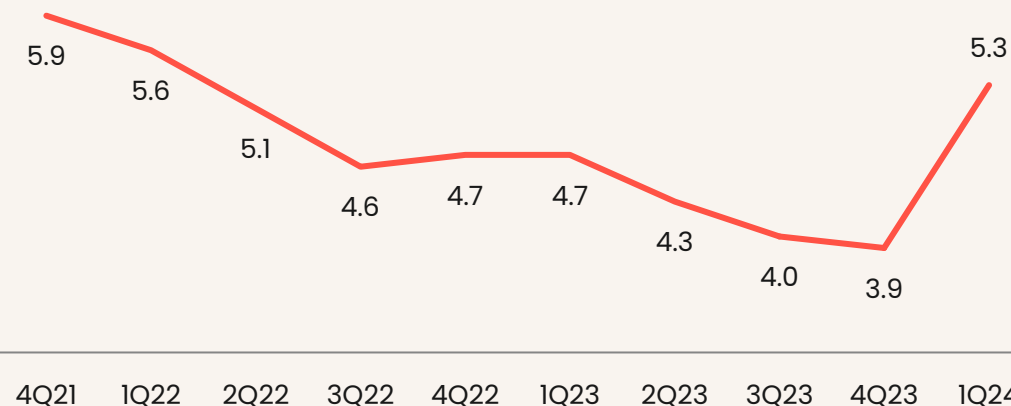
Consolidated Net Debt / EBITDA

(as of Mar. 31, 2024)



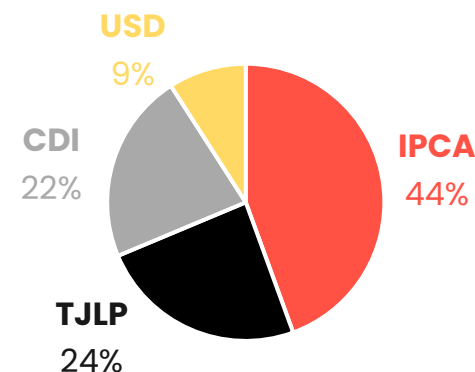
Average Term (years)

Operational + Development Arm (Serena Energia)



Debt Indexes Breakdown

(as of Mar. 31, 2024)



Debt Position¹

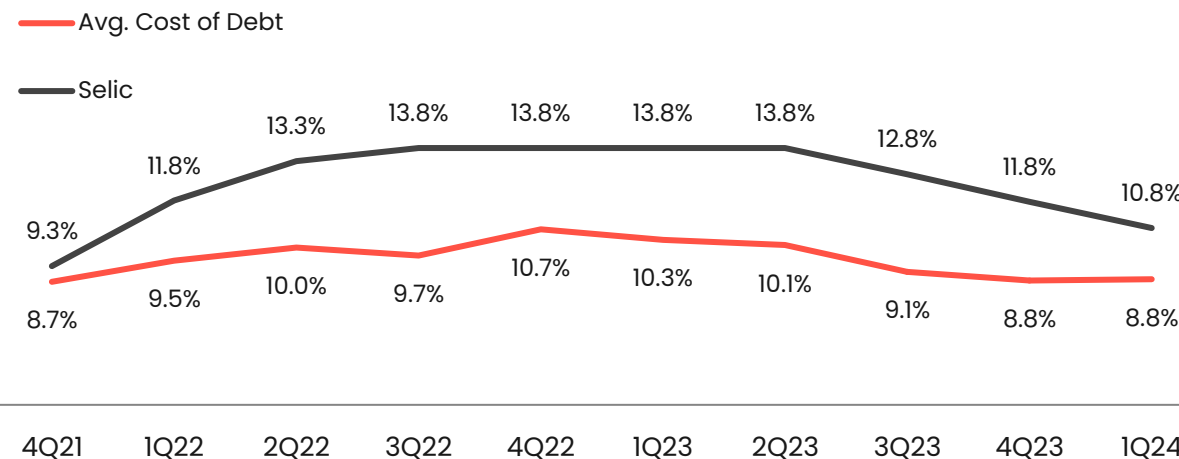
(as of Mar. 31, 2024)

Average term:
5.3 years (↑ 1.4 years QoQ)

Average nominal cost:
8.8% p.a (stable QoQ)

Average Nominal Cost of Debt (%)

Operational + Development Arm (Serena Energia)



CASH POSITION (as of March 31, 2024) – QoQ analysis¹

Total Cash² grew R\$ 386.4 mm to R\$ 1.6 billion, 33% above 4Q23:

Operational:

↑ **Cash from Operations²** (including tax paid, dividends received and others): R\$ 385.0 million;

↑ **Cash from JVs (Pipoca)**: R\$ 2.8 million;

↓ **Minority interest from Arco Energia**: R\$ 17.2 million.

Financing:

↑ **Debt Raising + Tax Equity**: R\$ 1,964.1 million from planned financing in Brazil (FDNE and DG Bridge Loan) and in the US (Bridge Loan + Tax Equity);

↓ **Debt Service**: R\$ 2,084.2 million.

Investments:

↑ **Swap of Assets Gain**: R\$ 237.8 million;

↓ **Capex ASS4 and 5**: R\$ 0.5 million;

↓ **Capex GN**: R\$ 8.7 million;

↓ **Capex DG**: R\$ 78.4 million;

↓ **DevCo Capex**: R\$ 18.3 million;

↓ **Operating Assets Capex**: R\$ 14.6 million.

Others: ↑ R\$ 4.2 million.

1Q24 x 4Q23 – Cash Position

Initial Cash (4Q23)	1,181.3
Cash From Oper.	385.0
Debt Raisings	1,964.1
Debt Service	-2,084.2
Swap of Assets Gain	237.8
Capex GN ²	-8.7
Capex Assuruá 4 and 5 ²	-0.5
Capex DG ²	-78.4
Capex DevCo	-18.3
Capex Op. Assets	-14.6
Other	4.2
Final Cash (1Q24)	1,567.7
Cash from JVs	1.9
Minority Stake from Arco Energia	-17.2
Adj. Final Cash (1Q24)	1,552.3

2024 OUTLOOK - UPDATE

EBITDA' for Q1 of R\$ 367.9 million was R\$ -8.6 million below expected for the quarter, mainly on the back of lower-than-expected resources specially in Bahia Cluster and lower-than-expected spot prices in Goodnight 1, both partially compensated by the result in the energy platform. However, the last two quarters of the year tends to concentrate ~60% of our Brazil portfolio's result, which tends to be enhanced by the revenues seasonality expected in Goodnight 1 – the strongest quarter for the asset is expected to be Q3.

Indicator	Unit	2024E³
Adjusted EBITDA' Center	R\$ million	1,917
Adjusted EBITDA' Range	R\$ million	1,721 to 2,113

2024 Guidance Assumptions

- 1. Energy Production**

From 10,900 GWh to 12,200 GWh, in line with portfolio long-term P50
- 2. Unit Gross Profit**

R\$ 234/MWh considering: inflation escalation and market projections for spot prices
- 3. Macroeconomic Scenario**

 - IPCA: between 4% to 5%;
 - USD/BRL close to R\$ 5.00.

2024 Estimates by Cluster

Complex	EBITDA 2024
Delta Complex	350 to 440
Bahia Complex	745 to 855
Chuí Complex	290 to 330
SE/CO Complex	120 to 130
Goodnight Complex	120 to 220
Distributed Generation	20 to 30
Energy Platform	60 to 120

The **pure sustainability goals of our 2024 Corporate Goals' impact the variable compensation of all coentrepreneurs²**, including statutory executives. In line with the Company's strategy, the 2024 ambitions were linked to the sustainability material themes and the priority SDGs (4, 7, 8, 9 and 13). In 2Q24, we invite you to read our 2023 Integrated Report which contains advances regarding the Sustainability and ESG agenda.

Material Theme	SDG	2024 Ambition	2024 Results	Status
Socio-environmental Responsibility		Contribute, as a Founding Associate, to scaling the reach and positive impact of the Janela para o Mundo Institute.	We scaled our impact by gaining 1,456 students enrolled in our courses, exceeding the target of 1,440 and registering an increase of 9% compared to 2023 . To achieve this result, we count on the support of partner schools, currently there are 35 schools in the public education network , which represents a growth of 119% compared to last year . We also have 33 students approved⁴ in higher education institutions .	●
		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 energy production in 2024 to comply with the 2027 carbon agenda.	In progress.	●
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.	At the end of 2023, we were able to offer a Distributed Generation solution in four states: Bahia, Goiás, São Paulo and Piauí. In 1Q24 we expanded to the states of Rio de Janeiro, Ceará, Pará and Maranhão, totaling our presence in 8 states, serving 1,730 municipalities .	●

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) The higher education approval rate may vary throughout the year as new admissions can still be announced by SISU, Prouni, and FIES.

The **pure sustainability goals of our 2024 Corporate Goals** impact the **variable compensation of all coentrepreneurs²**, including statutory executives. In line with the Company's strategy, the 2024 ambitions were linked to the sustainability material themes and the priority SDGs (4, 7, 8, 9 and 13). In 2Q24, we invite you to read our 2023 Integrated Report which contains advances regarding the Sustainability and ESG agenda.

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 1Q24, we progressed in the actions of the annual Occupational Health and Safety (OHS) plan, with emphasis on reviewing the PGR (Risk Management Program) and strengthening the OHS culture and activities in the general maintenance of our assets .	●
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).

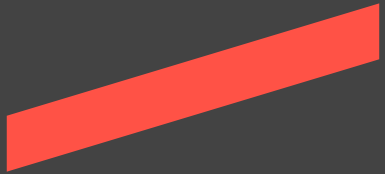
Click [here](#) to
**Be part and share
energy prosperity**



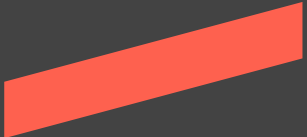
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Financial Statements & Operating Data



Tax Equity Impact on IFRS Financial Statements (BRL mm)

BALANCE SHEET VIEW

Account	Impact	Δ
Current Assets		- \$ 10.4 mm
Tax Credit	PTC Revenue (Goldman)	- \$ 10.4 mm
Current Liabilities		- \$ 11.1 mm
Loans, Financing and Debentures	IFRS effect of interest accrual	- \$ 11.1 mm
Non-Current Liabilities		- \$ 914 mm
Loans, Financing and Debentures	Tax Equity disbursement	- \$ 914 mm
Equity		+ \$ 914 mm
Non controlling interest	Tax Equity Disbursement	+ \$ 914 mm

CASH FLOW

Account	Impact	Δ
Loss before taxes on income	Net from P&L	- (\$ 0.7 mm)
Adjustments		+ \$ 11.1 mm
Accrued interest on loans, financing, debenture and leases	IFRS effect of interest accrual	+ \$ 11.1 mm
Change in assets/liabilities		+ \$ 10.4 mm
Tax Credit	PTC Revenue – Goldman Sachs' share	+ \$ 10.4 mm
Cash flow from financing activities		\$ 0 mm
Debt raisings		- \$ 914 mm
Capitalization by non-controlling shareholder in subsidiary		+ \$ 914 mm

P&L

Account	Impact	Δ
Revenues		- \$ 10.4 mm
Revenues	PTC Revenue – Goldman Sachs' share	- \$ 10.4 mm
Operational Result		- (\$ 11.1 mm)
Financial Expenses	IFRS effect of interest accrual	- (\$ 11.1 mm)
Net Income (Losses) in the period		\$ 0 mm
Controlling shareholders	Tax Equity Cash Distribution	- \$ 0.1 mm
Non-Controlling shareholders	Tax Equity Cash Distribution	+ \$ 0.1 mm

Assets (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Current assets			
Cash and equivalents	1,198.4	950.2	26%
Trade accounts receivable	374.4	410.1	-9%
Recoverable taxes	156.8	107.3	46%
Related parties	0.2	37.8	-99%
Energy futures contract	297.4	362.1	-18%
Other	107.2	109.1	-2%
Total Current Assets	2,134.6	1,976.7	8%
Non-current assets			
Restricted cash	369.3	231.1	60%
Trade accounts receivable	29.3	57.5	-49%
Recoverable taxes	25.7	21.8	18%
Related parties	63.3	73.5	-14%
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	3.0	1.8	71%
Energy futures contract	437.2	444.5	-2%
Other	82.2	75.9	8%
Total	1,010.0	906.2	11%
Investments	49.9	968.2	-95%
Property. Plant and Equipment	13,432.5	11,819.9	14%
Intangible assets	2,373.5	1,387.0	71%
Total	15,855.9	14,175.1	12%
Total Non-current assets	16,865.9	15,081.3	12%
Total assets	19,000.4	17,058.0	11%

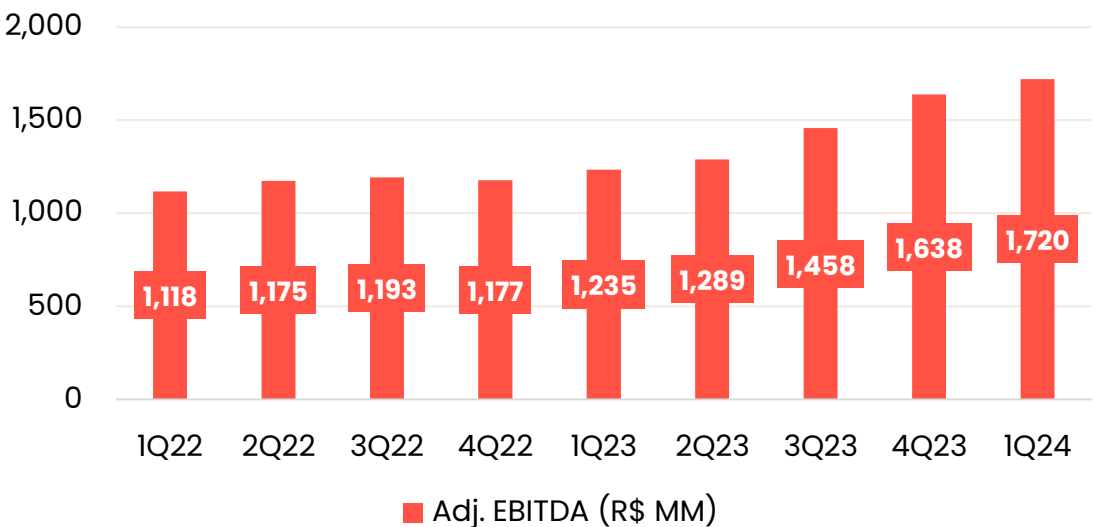
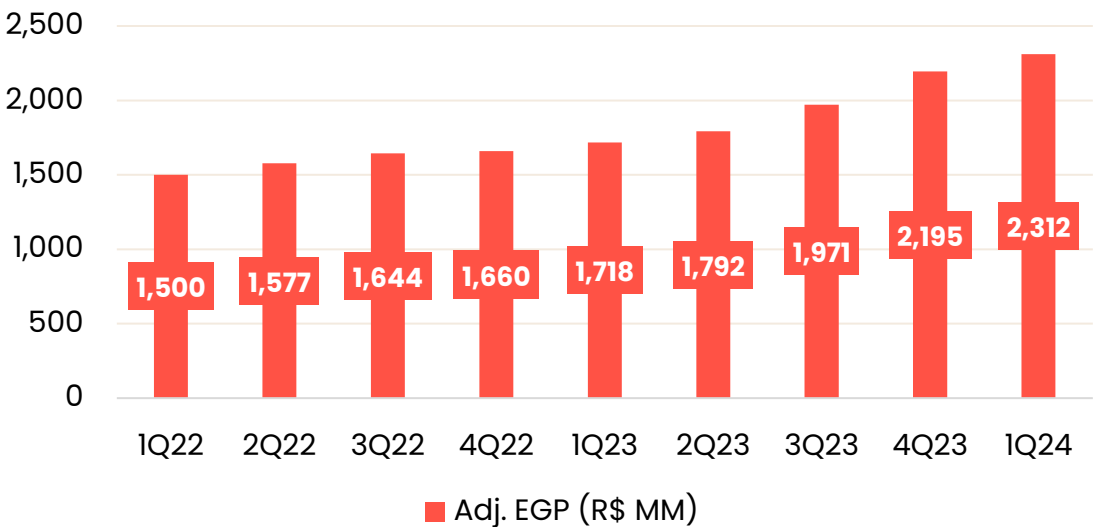
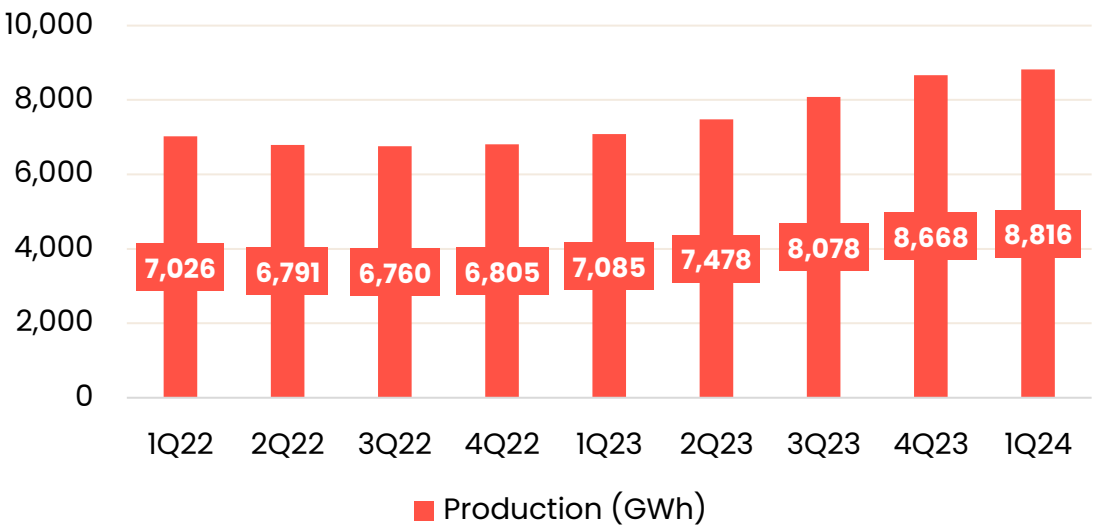
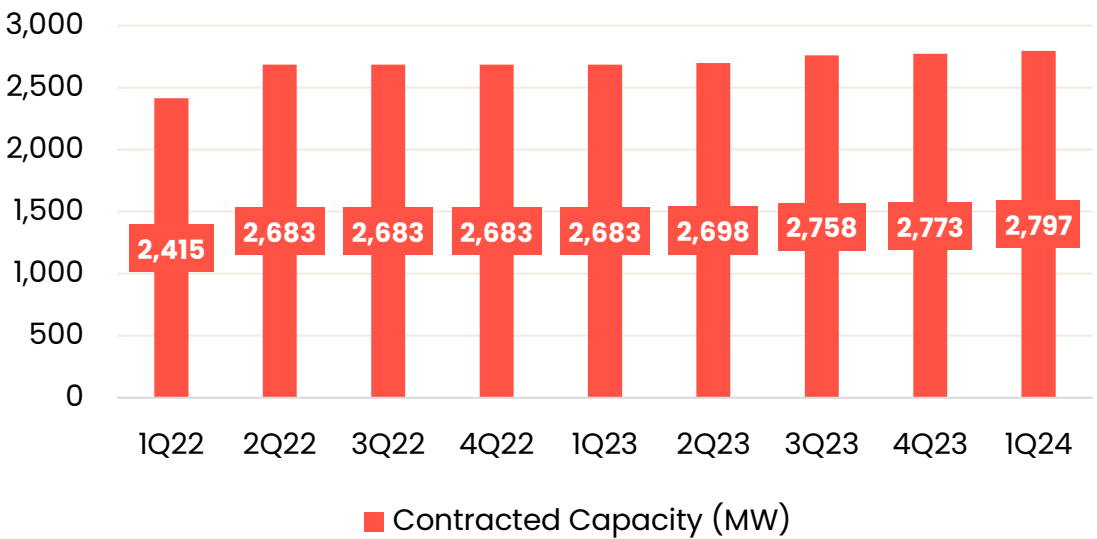
Liabilities and Equity (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Current Liabilities			
Trade accounts payable	262.3	395.8	-34%
Loans, financing and debentures	1,672.4	3,204.0	-48%
Labor and tax obligations	109.8	146.4	-25%
Lease liabilities	14.1	12.3	15%
Related parties	23.0	0.1	n.a.
Energy futures contract	262.7	339.8	-23%
Accounts payable on acquisition	128.0	73.2	75%
Other	43.3	37.3	16%
Total Current Liabilities	2,515.6	4,209.0	-40%
Non-current Liabilities			
Trade accounts payable	86.6	98.2	-12%
Loans, financing and debentures	9,428.9	6,548.5	44%
Lease liabilities	205.2	173.6	18%
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	544.9	73.8	639%
Energy futures contract	238.0	278.3	-14%
Accounts payable on acquisition	79.6	128.4	-38%
Other	494.7	306.5	61%
Total Non-current Liabilities	11,077.9	7,607.3	46%
Total Liabilities	13,593.5	11,816.3	15%
Equity			
Capital	4,439.4	4,439.4	0%
Treasury Shares	-0.3	-0.3	0%
Capital reserves	176.1	176.1	0%
Profit reserves	653.0	653.0	0%
Equity valuation adjustment	-43.3	-61.4	-29%
Accumulated profit (losses)	137.8	-	n.a.
Total	5,362.7	5,206.8	3%
Non controlling interest	44.2	35.0	26%
Total equity	5,406.9	5,241.7	3%
Total liabilities and equity	19,000.4	17,058.0	11%

P&L (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
Net Revenues	687.9	583.3	18%
Energy Purchase	-263.9	-296.1	-11%
Tax Credit	37.9	31.9	19%
Energy Gross Profit	461.9	319.1	45%
Operating and maintenance costs	-114.7	-83.5	37%
Administrative, personnel and general expenses	-31.1	-26.4	18%
Other operating income (expenses)	368.2	-	n.a.
Equity income	2.9	18.6	-84%
EBITDA	687.1	227.8	202%
Depreciation and amortization	-161.0	-107.4	50%
EBIT	526.1	120.4	337%
Net financial result	-238.9	-188.3	27%
EBT	287.3	-67.9	-523%
Income and social contribution taxes	-151.7	-16.1	840%
Net income (Losses)	135.5	-84.0	-261%

Cash Flows (R\$ million)	1Q24	1Q23	Var.
EBT	287.3	-67.9	-523%
Adjustments	-31.5	294.7	-111%
Δ Working Capital	63.6	30.4	109%
Dividend received	3.9	0.0	n/a
Interest paid	-360.2	-163.6	120%
Federal income tax paid	-20.4	-9.2	122%
Cash flow from operating activities	-57.5	84.5	-168%
Acquisition of Investments	237.8	-	n.a.
CAPEX	-120.5	-557.6	-78%
Marketable securities – restricted cash	-50.7	31.0	-263%
Cash flow from investing activities	66.6	-526.6	-113%
Debt Raising	1,964.1	250.0	686%
Amortizations	-1,723.9	-124.0	1291%
Capital contribution from non-controlling shareholder	9.6	0.0	n.a.
Leases paid	-5.4	-4.4	23%
Cash flow from financing activities	244.3	121.6	101%
Net increase (decrease) in Cash	253.4	-320.4	-179%
Cash and cash equivalent at beginning of period	53.6	1,473.0	-96%
Cash and cash equivalent at end of period	307.5	1,152.6	-73%

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.