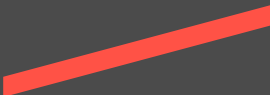


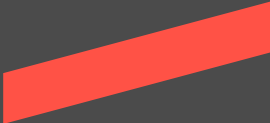
Release de Resultados 2T25

Conferência de Resultados | 15/08 às 11:00 (BRT)

[Acesse o link](#)



Indicadores 2T25



Produção de Energia¹

2.365,2 GWh

2% ↑ a/a

(2T25 X 2T24)

Lucro Bruto de Energia²

R\$ 588,5 milhões

16% ↑ a/a

(2T25 X 2T24)

Lucro Bruto Unitário³

R\$ 249,7/ MWh

14% ↑ a/a

(2T25 X 2T24)

EBITDA²

R\$ 421,6 milhões

26% ↑ a/a

(2T25 X 2T24)

Caixa Total²

R\$ 1,52 bilhão

17% ↓ t/t

(2T25 x 1T25)

Lucro Bruto da Plataforma de Energia⁴

R\$ 70 milhões

R\$ 56 milhões ↑ a/a

(2T25 x 2T24)

Dívida Líquida²

R\$ 8,61 bilhões

1% ↑ t/t

(2T25 x 1T25)

Lucro Líquido²

-R\$ 60,6 milhões

+R\$ 37 milhões ↑ a/a

(2T25 x 2T24)

<u>Sumário</u>	<u>4</u>
<u>A. Unidades de Negócio</u>	<u>5</u>
<u>1. Balanço Energético & Plataforma</u>	<u>7</u>
<u>2. Gestão de Ativos</u>	<u>10</u>
<u>3. Desenvolvimento</u>	<u>14</u>
<u>B. Performance Financeira</u>	<u>17</u>
<u>C. Métricas de Sustentabilidade</u>	<u>29</u>
<u>D. Demonstrativos Financeiros & Dados Operacionais</u>	<u>31</u>



SUMÁRIO 2T25

Nossa produção de energia³ no trimestre atingiu 2.365 GWh, representando um crescimento de 2% em relação ao ano anterior, apesar do *curtailment* de 231 GWh e de uma disponibilidade de 25 GWh abaixo de nosso plano – excluindo esses efeitos, a produção teria totalizado 2.621 GWh, o que teria sido em linha com P50. Destacamos o desempenho do Cluster Delta no trimestre, que registrou um aumento de 66,4% na produção frente ao ano anterior, impulsionado por recursos e maior disponibilidade operacional.

Nosso Lucro Bruto de Energia¹ no trimestre foi de R\$ 588,5 milhões, aproximadamente R\$ 82 milhões acima do mesmo trimestre do ano passado, e R\$ 114 milhões acima se excluídos R\$ 32 milhões de eventos não recorrentes⁵ de 2T24. Além disso, a decisão de migrar o projeto Goodnight 1 para uma estrutura contratada – apoiada por preços de longo prazo estruturalmente mais altos nos EUA – deve gerar um impacto negativo de US\$ 10 milhões em 2025 (50% no primeiro semestre), compensados no longo prazo por novos PPAs que entraram em vigor em junho, e reduzirão nossa exposição à volatilidade de preços de curto prazo criando valor.

O EBITDA¹ do trimestre totalizou R\$ 421,6 milhões, crescimento de 26% em relação ao 2T24, impulsionado por resultados recordes de nossa plataforma de energia (R\$ 70 milhões) e por melhores margens em novos contratos firmados nos últimos 12 meses. Mesmo diante de eventos não recorrentes de indisponibilidade de transmissão no 1T25 (impacto de R\$ 33,7 milhões), o EBITDA consolidado do primeiro semestre alcançou R\$ 732 milhões, alta de 4% frente ao mesmo período de 2024 – nosso negócio continua tendo perfil sazonal, com mais de 60% da geração anual concentrada no segundo semestre (65% em FY2024). Nosso Fluxo de Caixa Recorrente¹ teve aumento de 34% no ano contra ano para R\$ 375,5 milhões e o endividamento líquido seguiu em trajetória de queda, passando de 4,5x no 1T25 para 4,4x no trimestre.

Apesar de nosso orçamento anual já considerar uma perda de LBE de aproximadamente R\$ 30 milhões para o segundo semestre, nos mantemos vigilantes quanto ao risco de *curtailment* no segundo semestre e seus impactos de curto prazo. No entanto, vislumbramos a possibilidade de soluções estruturais para o *curtailment*, seja por meio de medidas dos reguladores, seja por decisões judiciais que restabeleçam direitos incontroversos, o que pode ter impacto positivo nos resultados anuais pela soma da redução de cortes com indenizações de volumes cortados no passado. Seguimos firmes na defesa dos nossos direitos contratuais e confiantes de que, em última instância, asseguraremos compensações adequadas pelos cortes promovidos nos últimos anos.

Por fim, a transação de fechamento de capital evoluiu no trimestre e, em 26 de junho, os acionistas da Serena aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a dispensa da cláusula de *poison pill* – um passo fundamental para a conclusão da operação. A proposta foi aprovada por 99,4% dos votos proferidos, com quórum de 81,0% do total das ações. A conclusão da transação segue sujeita às aprovações regulatórias usuais, incluindo consentimentos de credores dos financiamentos de longo prazo.

2T25 HIGHLIGHTS

Produção de Energia³

- 2.365,2 GWh : +2% a/a

Rentabilidade

- R\$ 249,7/MWh Lucro Bruto Unitário⁴: +14% a/a
- R\$ 588,5 mm Lucro Bruto de Energia¹: +16% a/a
- R\$ 421,6 mm EBITDA¹: +26% a/a
- -R\$ 60,6 mm Lucro Líquido¹: +R\$ 37 mm a/a
- R\$ 111,4 mm Lucro Caixa²

Caixa e Financiamento

- Fluxo de Caixa Recorrente¹ de R\$ 375,5 mm: +34% a/a
- R\$ 1,52 bi Caixa Total Aj.¹: -17% t/t e -10% a/a
- R\$ 8,61 bi Dívida Líquida Aj.¹: +1% t/t e -1% a/a
- Dívida Líquida / EBITDA da Serena Geração : 3,3x (vs. 4,5x Covenant)

Desenvolvimento

- Todos os projetos de GD aprovados com obras já concluídas
- 33 usinas de GD já conectadas (86,4 MW) até Jul/2025 vs 32 usinas (83,9 MW) ao final do 1T2025
- 5 usinas de GD aguardando conexão (12,5 MW) até jul/2025 vs 6 usinas (15 MW) ao final do 1T2025.

PRINCIPAIS INDICADORES

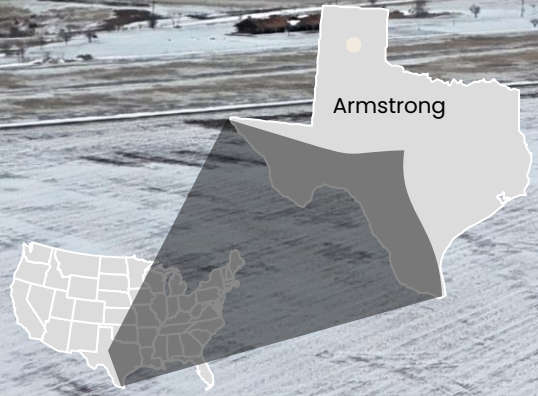
		Indicadores	Unidade	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
1	Plataforma & Balanço de Energia	Plataforma de Energia									
		Vendas de Energia	GWh	2.984	1.362	119%	2.377	25%	5.352	2.534	111%
		Balanço Energético – Portfólio Ativos									
		Capacidade Instalada Contratada ¹	MW	2.803,7	2.803,7	0%	2.803,7	0%	2.803,7	2.803,7	0%
		GF vendida através de acordos de fornecimento de energia (2025-34) ²	%	93%	92%	1 p.p.	92%	1 p.p.	93%	92%	1 p.p.
		P50 vendido através de Acordos de fornecimento de energia (2025-34) ³	%	88%	88%	0 p.p.	88%	1 p.p.	88%	88%	0 p.p.
2	Gestão de Ativos	Preço Médio de Vendas (2025-34) ⁴	R\$/MWh	233,7	218,2	7%	234,4	0%	233,7	218,2	7%
		Capacidade Instalada Operacional	MW	2.777,7	2.714,6	2%	2.767,7	0%	2.777,7	2.714,6	2%
		Produção de Energia ¹	GWh	2.365,2	2.315,0	2%	1.899,2	25%	4.264,4	4.265,9	0%
		Recurso Bruto	GWh	2.792,9	2.701,5	3%	2.392,2	17%	5.185,1	4.866,1	7%
		Disponibilidade	GWh	5.552,9	5.579,8	0%	5.511,3	1%	11.064,2	11.139,0	-1%
		Disponibilidade	%	94%	94%	0 p.p.	94%	0 p.p.	94%	95%	-1 p.p.
		Disponibilidade Ajustada ⁵	%	96%	96%	-1 p.p.	95%	0 p.p.	96%	96%	-1 p.p.

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024. A partir do 2T24, a Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. Considera 100% em Pipoca e nos projetos de Geração Distribuída (GD). (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. Considera perdas de rede básica e perdas internas do portfólio BR. (4) Preços médios na data-base 01/01/2025 para o 4T24 e data-base 01/01/2024 para o 1T24 e 4T24. Considera participação proporcional dos Investimentos da Serena para o 1T24. Considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 a partir do 2T24. (5) Disponibilidade Ajustada é a disponibilidade do portfólio no período ajustada pelos reembolsos contratuais dos fornecedores de O&M (ou seja, um equivalente à disponibilidade financeira). (6) Considera o status do projeto ao final do trimestre.



serena

Armstrong



serena

Goodnight 1 – 265,5 MW

ABERTURA DO BALANÇO ENERGÉTICO – Portfólio Ativos (Exclui a Plataforma de Energia)

Recursos & Vendas de Energia

Produção Futura Vendida

Preço Médio⁹

(Data-base: Dez/24)

Distribuição do Portfólio de Energia ¹ [MWm]	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034 ⁹
Total Recursos Sob Gestão (A)	1.603,8	1.451,6	1.456,6	1.442,6	1.341,6	1.293,6
Garantia Física – Eólico (BR) ²	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8
Garantia Física – Hídrico (BR) ²	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7
Geração Distribuída – P50 – Solar (BR)	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
P50 Certificação – Eólico (US)	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
Outras posições (BR)	356,2	204,0	209,0	195,0	94,0	46,0
Vendas de Energia (B)	1.594,7	1.468,2	1.370,8	1.395,2	1.331,5	1.127,5
Mercado Regulado (BR)	514,7	514,7	514,7	514,1	514,7	501,8
Mercado Livre (BR) ³	958,8	812,4	775,2	800,2	735,9	554,8
PPAs Financeiros (US)	40,4	60,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Opção de Venda (US)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	40,2
Geração Distribuída – Solar (BR)	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Energia Descontratada (C = A-B)	9,1	-16,6	85,8	47,3	10,1	166,1
Produção Futura Vendida [%] (D = B/A)	99%	100%	94%	97%	99%	87%
Energia Vendida (@Garantia Física) ⁴	99%	101%	94%	97%	99%	87%
Energia Não Vendida (@Garantia Física)	1%	-1%	6%	3%	1%	13%
Energia Não Vendida (@P50) ⁵	4%	3%	10%	7%	5%	17%
Preço Médio de Venda^{6,7,9} [R\$/MWh]	236,9	245,7	247,1	226,3	230,5	229,4
Mercado Regulado ^{1,6,9} (R\$/MWh)	252,6	252,6	252,6	252,5	252,6	245,9
Mercado Livre ^{1,6,9} (R\$/MWh)	224,3	233,5	233,3	198,2	203,7	199,9
Preço Merchant – Goodnight (US\$/MWh) ^{6,7}	193,1	231,6	248,7	239,6	232,9	223,8
Geração Distribuída (R\$/MWh) ^{6,8}	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 da Serena (50% em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 51% em Pipoca) para o IT24. A partir do 2T24, após a conclusão da operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)), considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3. (2) Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (3) Contratos de Mercado Livre inclui PPAs tradicionais e arranjos já assinados de autoprodução (Delta 7 e 8, Chui, Assuruá 4, Assuruá 5, Ventos da Bahia 3, Indaiás). (4) Para o portfólio BR, assume a garantia física. (5) Para o portfólio BR, assume o P50 (líquido de perdas da rede básica e perdas internas). (6) Preços médios na data-base 01/01/2025. (7) Taxa de câmbio de R\$/US\$ 6,18. Considera o índice capturado calculado através da ICE para preços futuros. (8) Não considera a Variação anual de tarifas. (9) Média ponderada.

PORTFÓLIO: DESTAQUES

Balanço Energético – Ex Plataforma de Energia

Atualmente, aproximadamente 93% da nossa Garantia Física está contratada em média para os próximos 10 anos (2025–2034). Novas transações de venda de energia têm o potencial de aumentar nosso EBITDA ao longo dos próximos 10 anos.

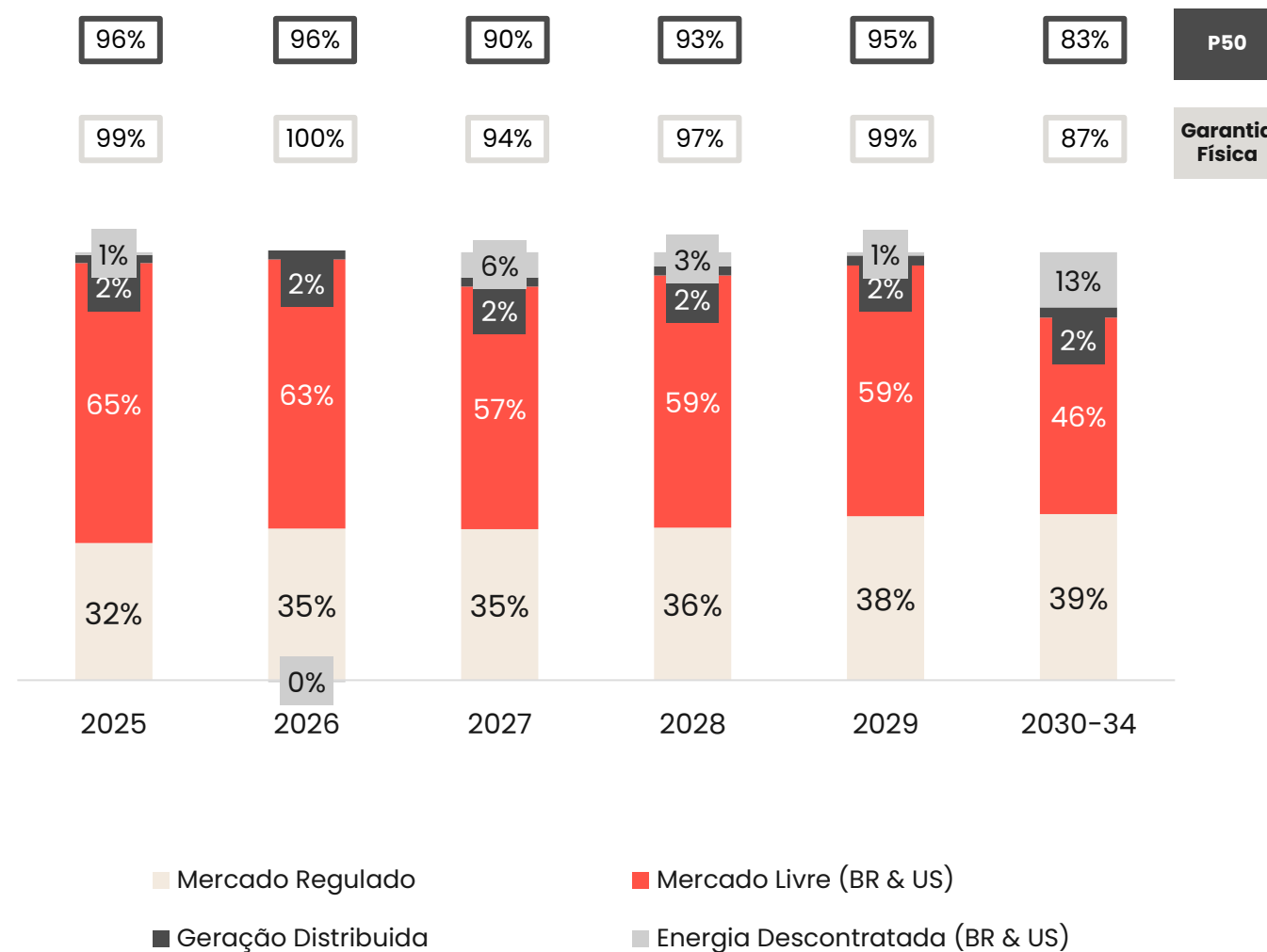
- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, cerca de 93% da energia está contratada entre 2025 e 2034 (~88% contratada com base no P50).
- Nossos esforços de vendas para geração distribuída (GD) no Brasil continuam em expansão. Recentemente atingimos o marco de fornecer energia para mais de 13.000 clientes, enquanto continuamos acelerando nossa curva de vendas.

Preço Médio

Nosso preço médio¹ de venda entre 2025 e 2034 é de **R\$ 233,7/MWh**:

- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, o preço médio¹ de venda é de **R\$ 227,1/MWh** até 2034 (mercados livre e regulado);
- US\$ 41,2/MWh**, esperado, para o projeto Goodnight 1 (energia + RECs) até 2033²;
- R\$ 500/MWh** de preço médio para Geração Distribuída.

Balanço Energético – Ex Plataforma de Energia (% nível de contratação @Garantia Física² e @P50³)



Sumário Operacional

No 2T25, a produção excluindo os impactos de curtailment aumentou +9,3% a/a (+2% considerando curtailment), principalmente por conta da entrada das usinas de geração distribuída. Na geração centralizada, a produção piora 0,2% a/a.

Ativos Operacionais	Capacidade Instalada (MW)	P50 (MWm.) ^{4,5}	Garantia Física (MWm.) ⁵	Produção de Energia (GWh)			Produção de Energia (GWh)		
				2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Portfólio BR – Geração Centralizada	2.439,4	1.226,0	1.154,9	2.113,4	2.094,8	1%	3.751,5	3.824,8	-2%
Complexo Delta	570,8	316,6	296,6	436,9	263,3	66%	836,4	709,1	18%
Complexo Bahia	1.172,2	645,0	586,7	1.221,2	1.283,3	-5%	1.987,4	1.935,5	3%
Assuruá	808,1	454,2	414,2	881,8	933,9	-6%	1.340,7	1.451,4	-8%
Ventos da Bahia ¹	364,1	190,9	172,5	339,5	349,4	-3%	646,8	484,1	34%
Complexo SE/CO	110,6	54,7	54,2	82,9	87,0	-5%	210,6	330,7	-36%
Pipoca ²	20,0	10,3	11,9	15,8	19,2	-18%	43,5	52,6	-17%
Serra das Agulhas	30,0	12,9	12,9	11,2	14,0	-20%	47,9	74,1	-35%
Indaiás	32,5	23,7	22,4	47,2	45,8	3%	96,5	93,4	3%
Gargaú	28,1	7,9	7,1	8,6	8,0	8%	22,7	19,4	17%
Complexo Chui	582,8	209,6	217,4	372,4	461,3	-19%	717,0	849,6	-16%
Portfólio US – Geração Centralizada	265,5	100,4	n.a.	196,9	220,2	-11%	435,0	441,1	-1%
Complexo Goodnight	265,5	100,4	n.a.	196,9	220,2	-11%	435,0	441,1	-1%
Total Portfólio – GC	2.704,8	1.326,4	1.154,9	2.310,3	2.315,0	0%	4.186,5	4.265,9	-2%
Portfólio GD ³	86,4	42,8	n.a.	54,9	0,0	n.a.	77,9	0,0	n.a.
Total Portfólio Serena	2.791,2	1.369,2	1.154,9	2.365,2	2.315,0	2%	4.264,4	4.265,9	0%
Outros Indicadores Operacionais	-	-	-	2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Recurso Bruto (GWh) – Portfólio	-	-	-	2.792,9	2.701,5	3%	5.185,1	4.866,1	7%
Disponibilidade (%) – Portfólio	-	-	-	94,2%	94,3%	0%	94,3%	95,3%	-1%
Disponibilidade Aj. (%) ⁶ – Portfólio	-	-	-	95,6%	96,4%	-1%	95,5%	96,6%	-1%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com EDFR em 28 de março de 2024. A partir do 2T24, a Companhia passou a consolidar em seu resultado operacional 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. (2) Considera 100% de Pipoca. (3) Considera 100% nos projetos de Geração Distribuída (GD). (4) P50 de longo-prazo. Líquido de efeito esteira de todas as expansões e ponderado por dados operacionais. (5) Não considera perdas da rede básica e perdas internas. (6) 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 a/a)

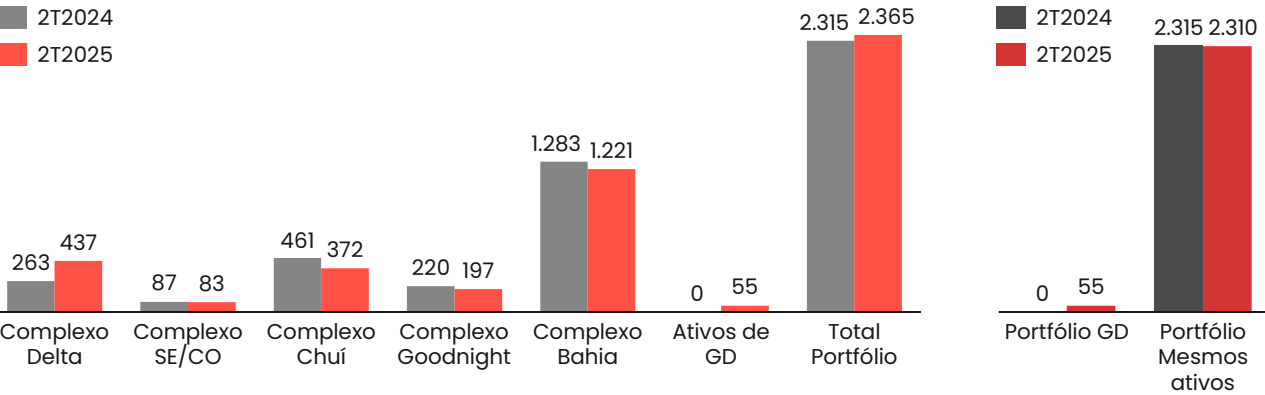
Durante o **2T25**, a produção de energia aumentou em relação a/a devido a forte incidência de recursos no Cluster Delta. O complexo Chui apresentou uma redução significativa da geração devido a condições de vento desfavoráveis. *Curtailment* também impactou a produção de energia, com um efeito líquido de 231 GWh no 2T25.

2T25 vs. 2T24

A produção no 2T25 foi **2% maior** em relação a/a, atingindo **2.365 GWh**, principalmente devido a:

- ↑ Na mesma base de ativos (ativos com *ramp-up* total e excluindo os efeitos de *asset-swap*), produção aumentou 0,4% a/a. A/a, Delta (+66,4%), Bahia (-4,0%), Chuí (-19%) e SE/CO (-2,6%).
- ↑ 175.0 GWh do Complexo Delta, que apresenta condições favoráveis de vento;
- ↑ 41.0 GWh de produção nas nossas usinas GD que estão conectadas à rede;
- ↓ 140 GWh dos Complexos Chuí e Bahia em relação a/a, com a menor incidência de ventos no Chuí contrapondo o sólido desempenho registrado no 2Q24;

Produção de Energia (por Cluster) – em GWh



INCIDÊNCIA DE RECURSOS (vs. Esperado) – em GWh

Cluster	Recurso Bruto ¹ vs. Esperado (2T25)	Comentários 2Q25
Complexo Delta (573.8 MW)	+87,0 GWh (+16,5%)	Com a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) posicionada anormalmente ao norte desde março, a precipitação permaneceu abaixo da média enquanto os ventos alísios se intensificaram.
Complexo Bahia (990.2 MW)	-6,6 GWh (-0,4%)	O desempenho do recurso eólico foi impactado negativamente em janeiro devido à precipitação significativamente acima da média, e novamente em abril em resposta à presença de ciclones próximo à costa Sudeste, que deslocou a Alta Subtropical do Atlântico Sul para longe do continente. Por outro lado, fevereiro e março foram caracterizados por anomalias negativas de precipitação na região, o que favoreceu as condições do recurso eólico.
Complexo SE/CO (110.6 MW)	-26,5 GWh (-31,3%)	As anomalias negativas de precipitação têm sido prejudiciais ao desempenho do recurso desde fevereiro. Apenas janeiro, quando a precipitação esteve acima da média, viu o desempenho do recurso se aproximar dos valores médios históricos.
Complexo Chuí (582.8 MW)	-29,2 GWh (-7,3%)	O desempenho do ativo foi impactado negativamente no acumulado do ano devido à diminuição da frequência de sistemas transientes e à persistência prolongada de sistemas de alta pressão sobre a região.
Complexo Goodnight (265.5 MW)	-13,0 GWh (-5,7%)	O ativo apresentou baixa frequência de ciclones e sistemas frontais ao longo do primeiro semestre. Uma exceção notável ocorreu durante os primeiros 20 dias de março, quando uma série de ciclones melhorou o desempenho do recurso.
Total	-4,2 GWh (-0,2%)	

Notas: (1) Geração esperada para uma determinada incidência de recursos. Fonte: ERA5 (Reanálise do Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo v5) e dados da empresa.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL (abertura 2T25)

A eficiência operacional bruta (produção efetiva de energia) e líquida (produção econômica) no **2T25** ficaram, respectivamente, 352 GWh e 263 GWh abaixo da nossa meta de longo prazo. A eficiência operacional líquida do **2T25** decorre principalmente de um impacto de produção de 261 GWh devido ao *curtailment* (do qual ~18% é classificado como elétrico e está sujeito a regras específicas de reembolso) somado a 25 GWh de perdas de disponibilidade líquidas de reembolsos FSA:

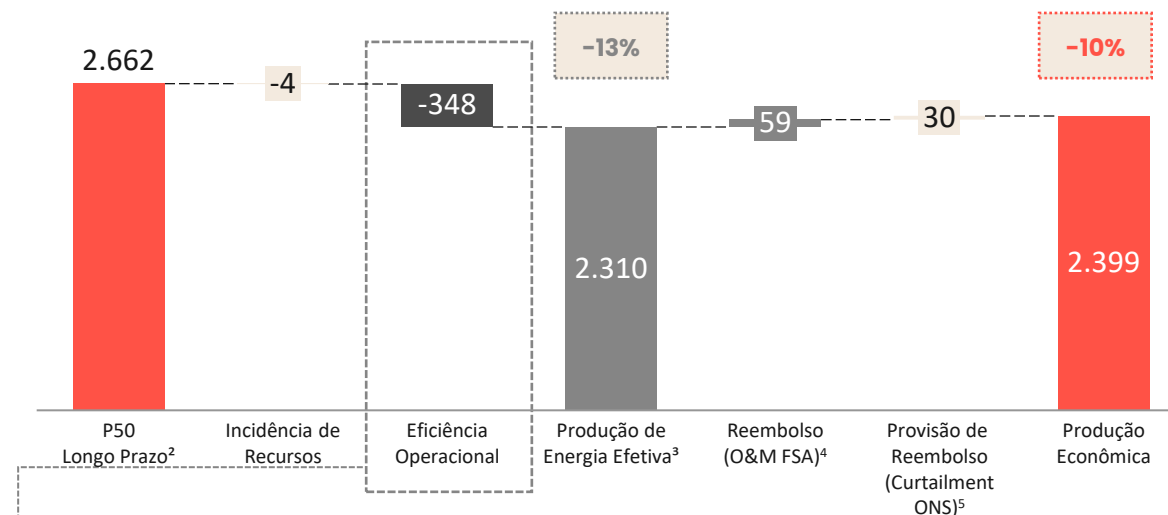
↓ Disponibilidade: perda de 84 GWh principalmente de procedimentos de manutenção corretiva em Ventos da Bahia e Cluster Delta, dos quais ~70% (~59 GWh) são cobertos por nossos contratos de serviço de disponibilidade garantida (detalhados no gráfico abaixo). Execução de atividades preventivas de BoP durante período de menor incidência de recurso.

↓ Performance: perda de 3 GWh por limitação de potência em Goodnight devido à alta temperatura parcialmente compensada em Deltas e Chuí, decorrente de iniciativas como ETPO¹ e *power-up*, que melhoraram nosso desempenho de WTG.

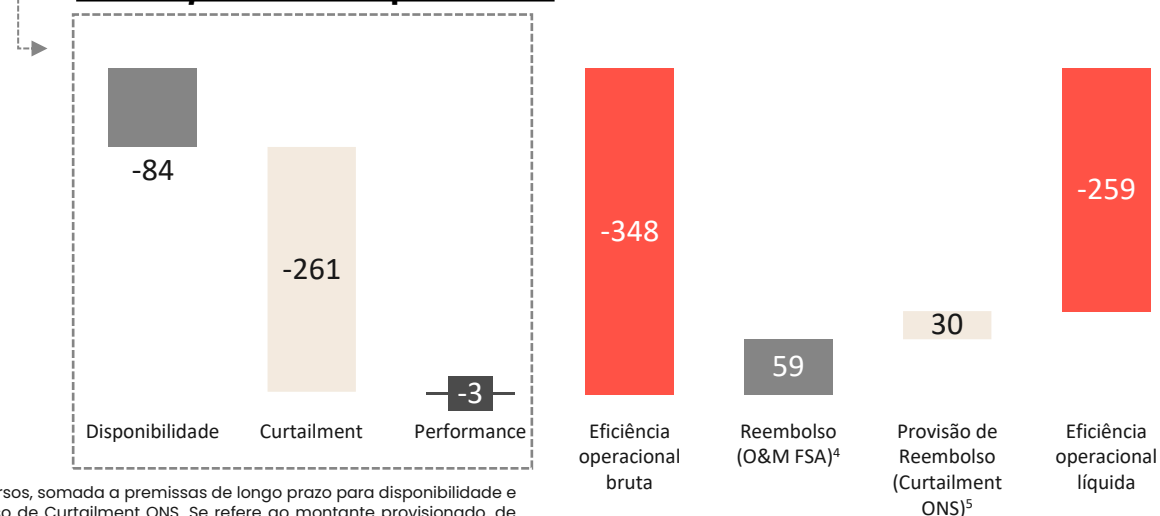
↓ *Curtailment*: perda de 261 GWh (~R\$ 37,5 MM), antes da restituição do ONS. Dentro do nosso portfólio, o Cluster Bahia (188 GWh) teve o maior impacto neste trimestre. Do montante total de *curtailment*, ~18% é *curtailment* elétrico relacionado principalmente a eventos pontuais que reduziram a capacidade de exportação da rede de transmissão, sendo classificado pelo regulador como elétrico ou confiabilidade, explicado abaixo. De acordo com a metodologia de reembolso atual, no **2T25** provisionamos 30 GWh (~R\$ 4,3 MM), levando a um impacto líquido de *curtailment* de 231 GWh (~R\$ 33,2 MM) no 2T25.

Uma explicação mais detalhada dos impactos do *curtailment* no 2T25 e no 1S25 é apresentada no próximo slide.

Análise Performance Operacional (Geração Centralizada) – 2T25 em GWh



Build-up Eficiência Operacional



Notas: (1) Enhanced Turbine Performance Optimization (Otimização aprimorada do desempenho da turbina). (2) Consiste na media histórica de recursos, somada a premissas de longo prazo para disponibilidade e performance nos ativos da Serena. (3) Considera mesmos ativos, não incluindo ativos de GD. (4) Full Scope Agreement. (5) Provisão de reembolso de Curtailment ONS. Se refere ao montante provisionado, de acordo com a metodologia vigente de reembolso. Não inclui a recuperação potencial de montantes cortados relacionados a confiabilidade.

Visão Geral Curtailment – Portfólio Brasil de Ativos Eólicos

Curtailment 2T25 – Portfólio

2T25: A perda de energia representou 10,7% no 2T25 (261 GWh), com correspondente perda de Lucro Bruto de 7,3% (R\$ 33,2 mm).

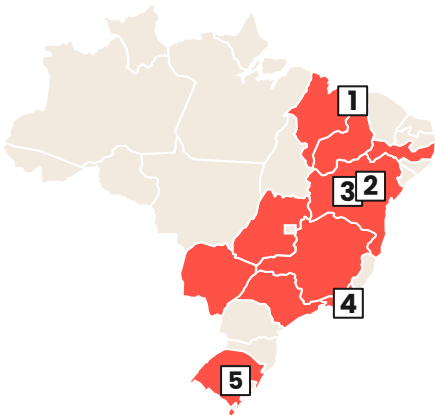
Curtailment 2T25 – Ativos

Delta PI, VDBI e Gargaú: estão conectados na rede de distribuição, sem curtailment.

Chuí: está em área sem corte elétrico. Restrições motivadas exclusivamente por razões energéticas. A exposição a contratos de mercado livre reduz o impacto no LBE.

Delta MA: Eventos em 2025 causados principalmente por interrupções de transmissão e motivos energéticos. Este perfil de geração diurna de ativos durante a estação eólica tem uma sobreposição maior com períodos de excesso de oferta, aumentando o corte de energia.

Ventos da Bahia e Assuruá: Curtailment aumentou devido ao aumento de eventos no sistema elétrico, notadamente interrupções excepcionais no SIN. O estado está mais exposto a restrições de confiabilidade devido à sua localização próxima ao gargalo de transmissão Nordeste-Sudeste. O complexo de Assuruá é o mais impactado, pois sua posição no sul da Bahia o coloca mais próximo das principais restrições de transmissão, levando a cortes mais frequentes.



#	Ativos	Conexão	Perda Produção de Energia (2T25)				Perda Lucro Bruto de Energia (YTD)			
			Total	Energ.	Elétric.	Conf.	Total	Energ.	Elétric.	Conf.
1	Delta PI (Delta 1 e 2) 147,8 MW	Distribuição: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426,0 MW	Transmissão: SE Miranda II	15,8%	13,1%	0,0%	2,7%	11,5%	7,5%	2,7%	1,3%
2	Ventos da Bahia 1 66,0 MW	Distribuição: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Ventos da Bahia 2 116,6 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II	7,3%	5,4%	1,5%	0,4%	10,0%	3,6%	5,6%	0,8%
2	Ventos da Bahia 3 181,5 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II								
3	Assuruá 1, 2 e 3 353,0 MW	Transmissão: Assuruá 1 e 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	23,4%	14,2%	5,6%	3,6%	30,4%	10,0%	14,6%	5,9%
3	Assuruá 4 e 5 45,1 MW	Transmissão: SE Gentio do Ouro II								
4	Gargaú 28,1 MW	Distribuição: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Chuí 582,8 MW	Transmissão: SE Santa Vitória do Palmar 2	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%
Serena Brasil			7,3%	5,0%	1,2%	1,0%	7,7%	3,2%	3,3%	1,2%



 **serena**

Delta Maranhão – 243,6 MW

Geração Distribuída

SE, NE e MW (98,9 MWac¹)

Conectamos 85% de geração nossas usinas à rede, e as demais estão pendentes conclusão de obras de rede das distribuidoras.



86,4_{MW}

Conectados
à rede

12,5_{MW}

Aguardando
conexão

0,0_{MW}

Em construção

Energização:

85%

Montagem:

100%

Obra Civil:

100%

Suprimentos:

100%

Outras Informações:

**Expectativas EBITDA³
Ano Completo:**
R\$ 75 mm – R\$ 85 mm

Fornecedor: WEG

Fator de Capacidade: ~31%
(first year)

Full COD: 2025

CAPEX:

R\$ 440 mm²

CAPEX Total Estimado⁴:

R\$ 440 mm – R\$ 481 mm

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia atualmente detém participação de 70%. 87 MW da JV com Apolo (70%), 6,9 MW de outra parceria (50%) e 5 MW de Investimento próprio da Serena (100%). (2) Até o 2T2025. 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 Avanhadava I



 **serena**

UFV Porangatu I

Pipeline atual de desenvolvimento

Indicadores	GD em Curso	Goodnight 2	Assuruá Híbrido (Solar)	Pipeline Eólica		Pipeline Solar		Pipeline Eólico		Pipeline Armazenamento	Total
	(Em construção e NTP)	(Pronto para construir)	(Estágio Avançado)	(Estágio Avançado)		(Estágio Inicial + Intermediário)		(Estágio Inicial + Intermediário)		(Estágio Inicial)	
	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
Localização	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Potencial ¹	98,9 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)	37.8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Início da Obra	Junho 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operação Comercial	2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Serena ²	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Expectativa de Capex	R\$ 440 mm - R\$ 481 mm (Part. Serena) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Investido ²	R\$ 440 mm (Part. Serena)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dívida	Todas as fases: até 80% (pendentes: Fundo Clima e Fimem do BNDES)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expectativa EBITDA ³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Part. Serena em 2026)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Pode variar conforme layout. (2) Até o Q1 2025 (3) Primeiro ano completo do ativo. Em termos nominais.. (4) Inclui aquisição de projeto e fees de desenvolvimento.

PRINCIPAIS INDICADORES

1

Sumário de Rentabilidade

	Unidade	2T25	2T24	Var.	1T2025	Var.	6M25	6M24	Var.
Lucro Bruto de Energia Aj. ¹	R\$mm	588,5	506,4	16%	506,9	16%	1.095,4	1.031,0	6%
Lucro Bruto de Energia	R\$mm	635,9	517,4	23%	547,3	13%	1.183,2	979,2	19%
Lucro Bruto Unitário ²	R\$/MWh	249,7	219,6	14%	269,8	-7%	258,2	243,1	6%
EBITDA Ajustado ³	R\$mm	421,6	335,4	30%	310,3	36%	731,9	703,1	4%
Margem EBITDA Ajustada ⁴	%	71,6%	66,2%	5 p.p.	61,2%	10.4 p.p.	66,8%	68,2%	-1.4 p.p.
EBITDA	R\$mm	470,8	349,8	35%	354,4	29%	825,2	1.036,9	-22%
Lucro (Prejuízo) Líquido Aj. ³	R\$mm	-60,6	-97,6	-53%	-176,5	-66%	-237,1	-202,1	17%
Lucro (Prejuízo) Líquido	R\$mm	-34,5	-102,6	-66%	-155,5	-68%	-190,0	32,9	-722%

2

Sumário de Caixa e Financiamento

Dívida Líquida Ajustada ¹	R\$mm	8.608,6	8.682,5	-1%	8.593,7	0%	8.608,6	8.682,5	-1%
Dívida Líquida	R\$mm	8.725,0	8.784,0	-1%	8.729,6	0%	8.725,0	8.784,0	-1%
Posição de Caixa Ajustada ¹	R\$mm	1.520,4	1.690,1	-10%	1.837,3	-17%	1.520,4	1.690,1	-10%
Posição de Caixa	R\$mm	1.521,8	1.698,4	-10%	1.827,5	-17%	1.521,8	1.698,4	-10%
Fluxo de Caixa Operacional Aj. ¹	R\$mm	375,5	279,5	34%	123,5	204%	499,0	532,4	-6%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de Investimentos da Serena. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity. A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 (Comunicado ao Mercado). A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora (a) a partir do 1T24 para dados de Balanço Patrimonial e (b) a partir do 2T24 para os resultados. (2) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (3) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity e de itens não recorrentes/não econômicos. (4) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

Sumário de Rentabilidade

No 2T25, o EBITDA Ajustado^{1,4} aumentou 26% vs. 1T24. No semestre, o aumento foi de 4% em relação a 2024.

B. Performance Financeira

1. Sumário de Rentabilidade

P&L (R\$ milhões)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
Receita Líquida	1.461,7	761,1	92%	2.618,0	1.449,0	81%
Compras de energia líquidas de créditos (PIS/Cofins)	-825,8	-243,8	239%	-1.434,7	-469,8	205%
Lucro Bruto de Energia	635,9	517,4	23%	1.183,2	979,2	21%
Custos de Operação e Manutenção	-74,2	-80,8	-8%	-187,6	-163,4	15%
Encargos Regulatórios	-40,2	-39,2	3%	-81,7	-71,2	15%
Despesas Gerais e Administrativas	-45,9	-47,9	-4%	-85,7	-79,0	8%
Outras receitas (despesas) operacionais	-6,1	-3,2	92%	-7,7	365,0	-102%
Equivalência Patrimonial	1,3	3,4	-62%	4,6	6,4	-28%
EBITDA	470,8	349,8	35%	825,2	1.036,9	-20%
Depreciação e Amortização	-201,9	-190,2	6%	-404,2	-351,2	15%
EBIT	268,9	159,7	68%	421,0	685,8	-39%
Resultado Financeiro Líquido	-275,6	-244,3	13%	-564,9	-483,2	17%
EBT	-6,7	-84,7	-92%	-143,8	202,6	-171%
IR/CSLL	-27,8	-17,9	56%	-46,2	-169,6	-73%
Lucro (prejuízo) Líquido	-34,5	-102,6	-66%	-190,0	32,9	-677%

Lucro Bruto de Energia Ajustado¹ (R\$ milhões)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
Lucro Bruto de Energia	635,9	517,4	23%	1.183,2	979,2	21%
Lucro Bruto de Energia das JVs	1,0	4,7	-80%	2,3	78,0	-97%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-48,4	-15,7	208%	-90,2	-26,2	244%
Lucro Bruto de Energia Ajustado	588,5	506,4	16%	1.095,4	1.031,0	6%
Lucro Bruto Unitário (R\$/MWh) ³	249,7	219,6	14%	258,2	243,1	6%

Custos e Despesas Ajustado^{1,4} (R\$ milhões)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
Custos e Despesas	-165,1	-171,0	-3%	-358,1	51,3	-797%
(-) Itens não recorrentes	0,2	0,0	n.a.	0,2	-364,9	-100%
Custos e Despesas de JVs	-1,5	-0,6	163%	-3,9	-14,9	-74%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	0,4	0,4	-16%	0,8	0,2	307%
Custos e Despesas Ajustado	-166,1	-171,1	-3%	-360,9	-328,3	10%
Custos e Despesas (R\$/MW)	-69,9	-72,7	-4%	-84,3	-76,5	10%

EBITDA Ajustado^{1,4} (R\$ milhões)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
EBITDA	470,8	349,8	30%	825,2	1.036,9	-22%
(-) Equivalência Patrimonial	-1,3	-3,4	-62%	-4,6	-6,4	-28%
(-) Itens não-recorrentes	0,2	0,0	n.a.	0,2	-364,9	-100%
EBITDA das JVs	0,0	4,3	-112%	0,5	63,1	-99%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-48,0	-15,3	213%	-89,4	-25,6	249%
EBITDA Ajustado	421,6	335,4	26%	731,9	703,1	4%
Margem EBITDA Ajustada ⁵ (%)	71,6%	66,2%	0,1p.p.	66,8%	68,2%	0,0p.p.

Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado^{1,4} (R\$ milhões)	2Q25	2Q24	2Q25	6M25	6M24	2Q24
Lucro (prejuízo) Líquido sem JVs	-35,8	-106,0	-66%	-194,6	26,6	-832%
Itens não-recorrentes	0,0	0,0	n.a.	0,0	-240,8	-100%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-48,0	-15,3	213%	-89,4	-25,6	249%
Efeitos IFRS de juros acruados sobre o Tax Equity	20,7	20,3	2%	42,2	31,4	35%
Lucro Líquido das JVs	2,5	3,4	-26%	4,6	6,4	-28%
Lucro Líquido Ajustado	-60,6	-97,6	-38%	-237,1	-202,1	17%

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

LUCRO BRUTO DE ENERGIA (análise a/a)

A variação no lucro bruto de energia de 2T24 para 2T25 ocorre por melhores resultados apurados nas operações da plataforma de energia e pelo ganho com novos contratos. A produção e a marcação a mercado de derivativos também melhoraram com relação ao 2T24, mesmo considerando efeitos pontuais no mesmo período de 2024: (i) o *write-off* de passivos contabilizados e (ii) o maior percentual de participação no PTC no 1º ano de operação de Goodnight 1.

2T25 vs. 2T24

LBE¹ aumentou em R\$ 82,1mm, 16% com relação ao mesmo período de 2024

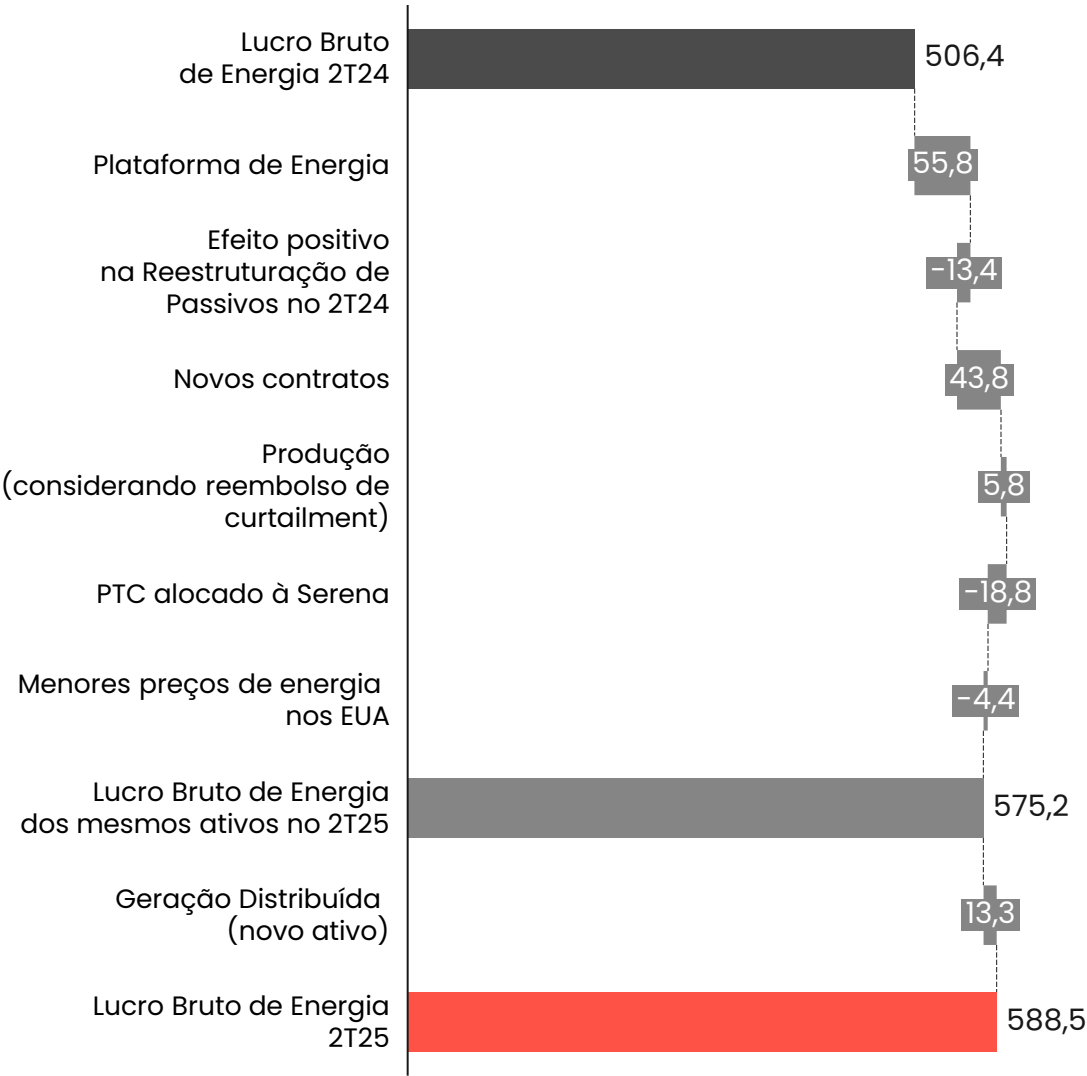
principalmente devido a:

↑ **Adição de novos ativos (Geração Distribuída):** +R\$ 13,3 mm:

↑ **Dos mesmos ativos:** +R\$ 68,8 mm:

- Plataforma de Energia: +R\$ 55,8 mm;
- Efeito positivo da reestruturação dos passivos na aquisição de ativos no 2T24: - R\$13,4 mm;
- Mix de portfólio Brasil (+R\$ 35,6 mm), principalmente com efeito de
 - R\$ 29,8 mm em ganhos com novos contratos;
 - Aumento de R\$ 5,8 mm a/a na produção de energia, considerando a provisão de reembolso de *curtailment* elétrico.
- Goodnight 1 (-R\$ 9,2 mm), devido a:
 - PTC alocado à Serena: -R\$ 18,8 mm. O final da alocação especial de 58% de PTCs para a Serena em ocorreu em 2024, passando para a alocação regular de 99% para o parceiro de *Tax Equity* a partir do 1T25;
 - R\$ 14 mm em ganhos com novos contratos;
 - -R\$ 4,4 mm em menores preços de energia US.

LUCRO BRUTO DE ENERGIA¹ (análise a/a) – Build Up



Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Líquido de efeitos IFRS de *Tax Equity*. (2) Líquido de participação de 5% de EBITDA Caixa do projeto para o parceiro de *Tax Equity*. (3) 51% em Pipoca e 70% nos Investimentos de GD.

LUCRO BRUTO UNITÁRIO (análise a/a)

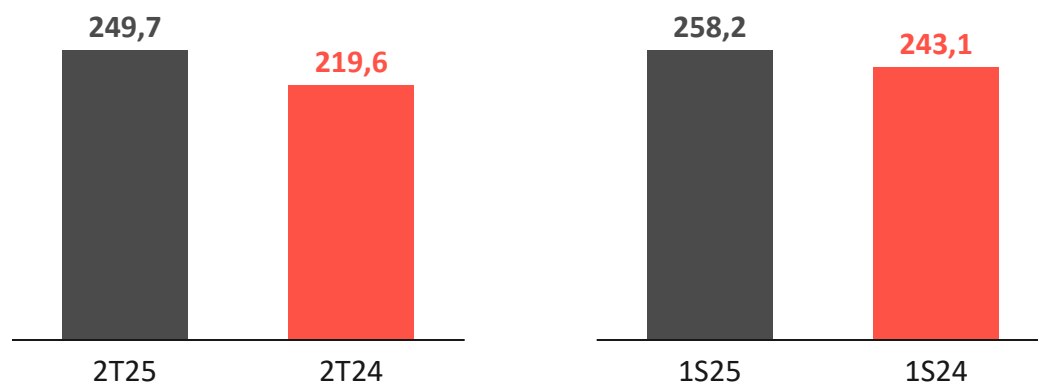
A variação anual no 2T25 é explicada principalmente pelos resultados mais elevados na Plataforma de Energia, devido a ganhos de comercialização, negociação de novos contratos e resultados da Geração Distribuída (novos ativos).

2T25 vs. 2T24

Lucro Bruto Unitário¹ aumentou R\$ 30,1/MWh, chegando a R\$ 249,7/MWh, aumento de 14% a/a, principalmente devido a:

- ↑ Superávits de Balanço Energético: +R\$ 18,1/MWh;
- ↑ Margens da Plataforma de Energia: +R\$ 24,5/MWh;
- ↓ Efeito positivo da reestruturação dos passivos na aquisição de ativos no 1T24: -R\$ 5,7/MWh;
- ↑ Produção de Energia dos mesmos ativos considerando provisão de reembolso de curtailment: +R\$ 2,5/MWh;
- ↓ Preços mais baixos de novos ativos, principalmente devido à mudança contratual e esperada na alocação de PTCs em Goodnight: -R\$ 9,8/MWh.

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



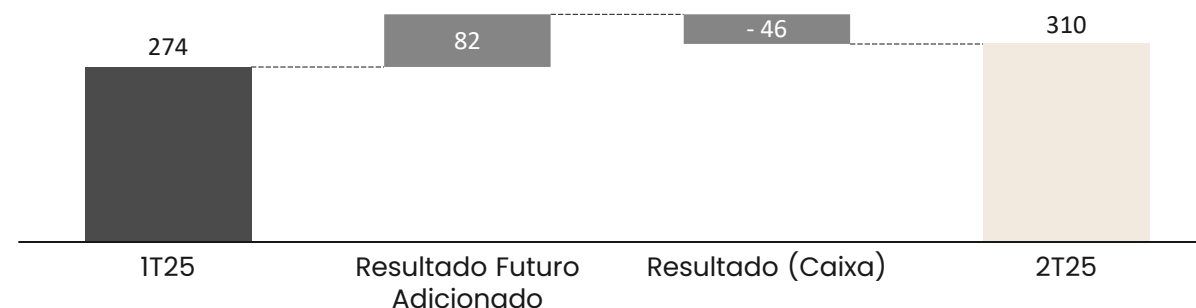
PLATAFORMA DE ENERGIA

O Lucro Bruto de Energia atingiu **R\$ 70 mm** no 2T25 (**2.984,3 GWh** de energia vendida), um aumento de R\$ 55,8 milhões em relação ao ano anterior, refletindo uma estratégia comercial sólida focada na otimização de preços e flexibilidade contratual. A gestão proativa do portfólio também contribuiu para mitigar as flutuações do mercado e aumentar os retornos das posições estruturadas. O lucro bruto de posições futuras também aumentou R\$ 12,4 milhões em relação ao ano anterior, alcançando R\$ 23,6 milhões, impulsionado por uma dinâmica de negociação aprimorada e parcerias de longo prazo.

Lucro Bruto de Energia Realizado – Mercado Livre

Atualmente temos R\$ 310 mm em Lucro Bruto de Energia Realizado na Plataforma de Energia, a ser convertido em caixa nos próximos 10 anos (R\$ 228 mm nos próximos 3 anos).

- Posições de compra e venda totalmente travadas, garantindo fluxos de caixa previsíveis, com exposição mínima à variação de preços futuros.



EBITDA (análise a/a)

A variação anual no EBITDA deve-se principalmente ao aumento do lucro bruto de energia durante o trimestre, aliado ao controle rigoroso e contínuo dos custos e despesas. Também temos efeitos positivos decorrentes de novos contratos, parcialmente compensados pela redução da porcentagem de PTC da Serena em 2025.

2T25 vs. 2T24

EBITDA¹ aumentou em R\$ 86,2 mm, representando um aumento de 26% a/a, principalmente devido a:

↑ Impacto de mesmos ativos explicado em Lucro Bruto de Energia ([página 19](#)): +R\$ 68,8 mm;

↑ Redução nos Custos e Despesas: +R\$ 13,9 mm

↑ Variação de novos ativos de Geração Distribuída: +R\$ 5,5 mm;

↓ Variação negativa dos encargos regulatórios a/a: -R\$ 1,0 mm;

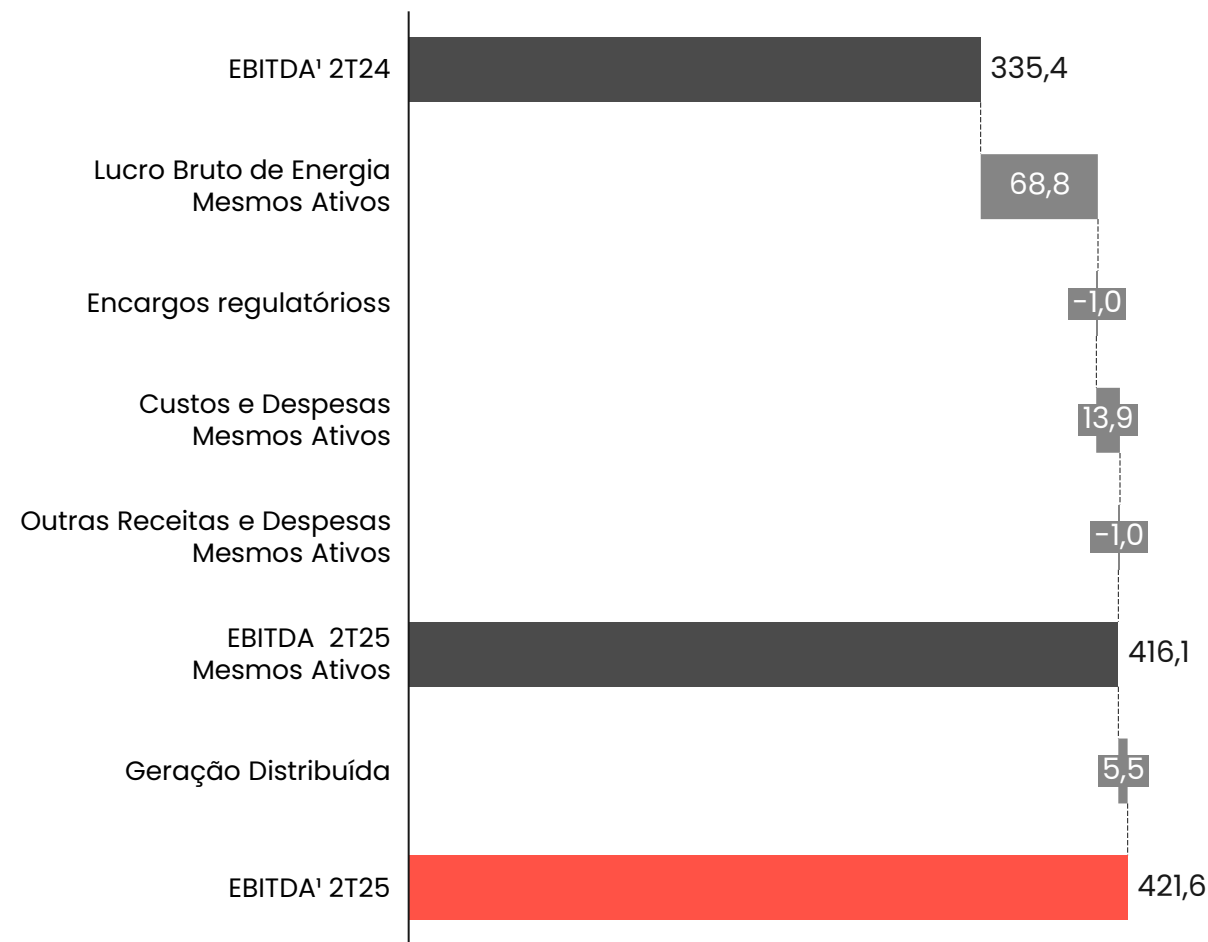
↓ Efeito negativo em Outras Receitas e Despesas: -R\$ 1,0 mm

Custos e Despesas¹ dos mesmos ativos reduziram em R\$ 13,9 mm, principalmente devido a:

↑ Redução nas linhas de pessoal e melhora na expectativa de ressarcimento de contratos de O&M FSA a/a: +R\$17,1 mm

↓ Maiores gastos no 2T25 com manutenção dos ativos, principalmente em Deltas e Bahia: -R\$ 6,4 mm;

EBITDA¹ (análise a/a) – Build Up



RESULTADO FINANCEIRO (análise a/a)

Resultado financeiro¹ atingiu -R\$ 254,3mm, representando uma piora de 12% com relação ao 2T24 e uma melhora de 5% em comparação com o 1T25:

A variação a/a no Resultado Financeiro Líquido está relacionada principalmente a efeitos macroeconômicos nos indicadores de dívida, enquanto a dívida líquida ajustada aumentou em R\$ 15 mm t/t.

Devido ao relevante programa de investimentos concluído em 2023, que resultou no aumento da nossa capacidade instalada, a Dívida Bruta Ajustada atingiu seu pico no 4T23 (~R\$ 11,0 bilhões). Desde então, segue em trajetória decrescente, atingindo ~R\$ 10,25 bilhões no 2T25.

Indicadores (R\$ milhões)	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
Receitas Financeiras	49,4	35,0	41%	51,1	4%	100,5	61,9	62%
Renda sobre Aplicações Financeiras	48,0	30,7	56%	49,2	3%	97,2	56,0	74%
Outros	1,4	4,3	-67%	1,9	35%	3,3	5,9	-44%
Despesas Financeiras	-324,9	-279,4	-14%	-340,4	5%	-665,4	-545,1	-18%
Justos sobre Empréstimos	-291,5	-248,8	-17%	-300,1	-5%	-591,5	-474,7	-25%
Outros	-33,5	-30,6	-9%	-40,3	307%	-73,8	-70,4	-5%
Resultado Financeiro Líquido	-275,6	-244,4	-11%	-289,3	5%	-564,9	-483,2	-14%
Resultado Financeiro das JVs	0,6	-0,6	-199%	0,2	207%	0,8	-26,6	-103%
Efeito IFRS de Atualização do Tax Equity	20,7	20,3	2%	21,6	4%	42,2	31,4	35%
Resultado Financeiro Ajustado	-254,3	-224,7	-12%	-267,5	5%	-521,8	-478,4	-8%

LUCRO LÍQUIDO (análise a/a)

O Lucro Líquido Ajustado do 2T25 foi R\$ 37 mm superior ao 2T24. A variação acontece principalmente por conta de um aumento de R\$ 111,4 mm no EBIT, parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 31,2 mm nas despesas financeiras líquidas. Com relação ao 1T25, o aumento do Lucro Líquido Ajustado se deve principalmente à sazonalidade do portfólio

Lucro Líquido Ajustado¹ consiste em:

- A. Ajustes de Tax Equity IFRS:
- Alocação parceiro de Tax Equity² e 5% de distribuição do EBITDA de GNI: - R\$ 48 mm;
 - Juros acruados sobre Tax Equity: +R\$ 20,7 mm;
 - Lucro Líquido das JVs: +R\$ 1,3 mm.

Indicadores (R\$ million)	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
EBIT ex Equivalência Patrimonial	267,6	156,2	71%	148,9	80%	416,4	679,4	-39%
Resultado Financeiro	-275,6	-244,4	-11%	-289,3	-5%	-564,9	-483,2	-14%
EBT	-8,0	-88,2	1000%	-140,4	-94%	-148,5	196,2	-176%
Imposto de renda e contribuição social	-27,8	-17,9	56%	-18,3	52%	-46,2	-169,6	-73%
Lucro (Prejuízo) Líquido (s/ JVs)	-35,8	-106,0	196%	-158,8	-77%	-194,6	26,6	-832%
(-) Itens não recorrentes	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.	0,0	-240,8	-100%
Alocação Parceiro Tax Equity²	-48,0	-15,3	-68%	-41,4	-16%	-89,4	-25,6	-71%
Efeito IFRS de Atualização do Tax Equity	20,7	20,3	2%	21,6	-4%	42,2	31,4	35%
Receita Líquida das JVs	2,5	3,4	-26%	2,1	21%	4,6	6,4	-28%
Lucro Líquido Ajustado (Perdas)¹	-60,6	-97,6	61%	-176,5	191%	-237,1	-202,1	-15%

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-recorrentes. Líquido de efeitos IFRS de Tax Equity. (2) Considera alocação parceiro de Tax Equity e 5% de distribuição de Caixa EBITDA para o Parceiro de Tax Equity. No primeiro ano de operação (2024), a alocação é de 58% para a Serena e 42% para o parceiro de 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

Sumário de Caixa & Endividamento

No 2T25, a Dívida Líquida Ajustada¹ foi R\$ 8,61 bilhões. Dívida Líquida / EBITDA LTM do braço operacional foi 3,3x, uma redução de 0,3x t/t e aumento de 0,4x comparado ao 4T24.

Endividamento (R\$ milhões)	2T2025	1T2025	Var.	4T2024	Var.
Dívida Bruta (in BRL)	9.266,6	9.540,5	-3%	9.438,3	-2%
Dívida Bruta(em moeda estrangeira)	2.047,0	2.167,3	-5%	2.375,2	-13%
Dívida Bruta Total antes do ajuste do Tax Equity	11.313,6	11.707,8	-3%	11.813,5	-4%
(-) Custos de Transação	-81,2	-85,5	-5%	-77,4	5%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de custos de Transação)	11.232,4	11.622,2	-3%	11.736,1	-4%
Ajuste do Tax Equity	-985,6	-1.065,1	-6%	-1.169,3	-14%
Dívida Bruta Total	10.246,9	10.557,1	-3%	10.566,8	-3%
(-) Caixa Total	1.521,8	1.827,5	-17%	1.915,6	-21%
Caixa e equivalentes	1008,8	1.247,2	-19%	1.428,0	-29%
Caixa Restrito	513,0	580,4	-12%	487,7	5%
Dívida Líquida	8.725,0	8.729,6	0%	8.651,2	1%

Dívida Líquida Ajustada ¹ (R\$ milhões)	2T2025	1T2025	Var.	4T2024	Var.
Dívida Líquida	8.725,0	8.729,6	0%	8.651,2	1%
Dívida Líquida das JVs	10,7	-12,4	-186%	9,2	16%
Dívida Bruta das JVs	0,0	0,0	n.a.	0,3	-100%
(-) Caixa Total das JVs	-10,7	12,4	-186%	9,2	-216%
(-) Dívida Líquida Arco Energia (JV com Apolo) ²	127,2	123,4	3%	121,2	5%
Dívida Líquida¹	8.608,6	8.593,7	0%	8.539,2	1%

Custo Nominal Médio e Prazo ³	2T2025	1T2025	Var.	4T2024	Var.
Custo da Dívida (%)	9,86%	10,12%	-25 bps	9,47%	39 bps
Prazo (anos)	5,0	5,1	-0,1 years	4,9	0,1 years

Outros Indicadores de Crédito	2T2025	1T2025	Var.	4T2024	Var.
Braço Operacional (Serena Geração)					
Dívida Líquida/EBITDA (LTM) – Covenant	3,3x	3,6x	-9%	2,4x	37%
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA (LTM)	3,3x	3,6x	-8%	2,9x	12%
Braços Operacionais + Desenvolvimento (Serena Energia)					
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (LTM)	4,4x	4,5x	-3%	4,4x	-1%

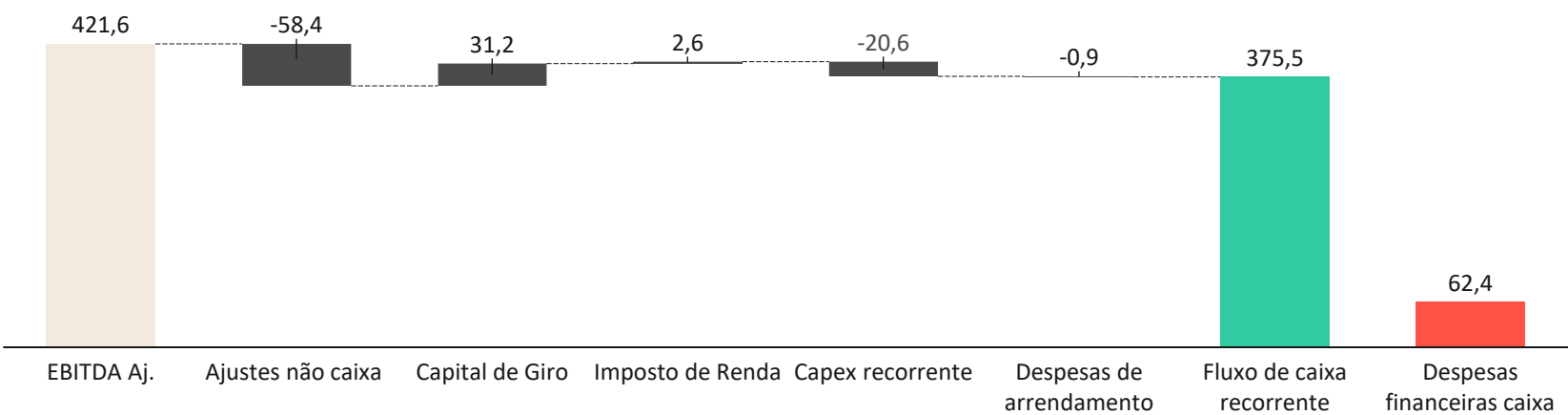
Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos Serena. Não considera o Tax Equity. De acordo com a contabilidade USGAAP, o tax equity é considerado como um instrumento de transação 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) A Companhia atualmente possui 69,95% de participação na JV Arco Energia. (3) Considera as premissas macroeconômicas de longo prazo da empresa

Geração
de Caixa

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
EBITDA Ajustado	421,6	335,4	26%	731,9	703,1	4%
Ajustes não caixa	-58,4	-16,8	248%	-72,8	-66,8	9%
Capital de Giro	31,2	34,0	-8%	-92,7	10,5	-985%
Imposto de Renda	2,6	-20,6	-113%	-21,8	-38,6	-44%
Capex recorrente	-20,6	-47,6	-57%	-36,5	-65,5	-44%
Despesas de arrendamento	-0,9	-5,0	-83%	-9,1	-10,4	-12%
Fluxo de caixa recorrente	375,5	279,5	34%	499,0	532,4	-6%
Capex de crescimento	-13,0	-36,0	-64%	-77,6	-93,7	-17%
Fluxo de Caixa	362,5	243,5	49%	421,5	438,7	-4%
Despesa financeira caixa	-62,4	-214,6	-71%	-268,9	-575,8	-53%
Conversão de EBITDA em fluxo de caixa	89%	83%	6 p.p.	68%	76%	-8 p.p.
Despesas financeiras em % do fluxo de Caixa recorrente	-17%	-77%	60 p.p.	107%	140%	-34 p.p.

No 2T25, nossa geração de Caixa recorrente ajustada¹ foi de R\$ 375,5 mm. Isso resultou em uma conversão de EBITDA para Fluxo de Caixa livre de 89%.

Conversão de EBITDA em Fluxo de Caixa no 2T25 (R\$ mm)



Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos Serena. Não considera itens não-recorrentes. Líquido de efeitos IFRS de Tax Equity.

Endividamento

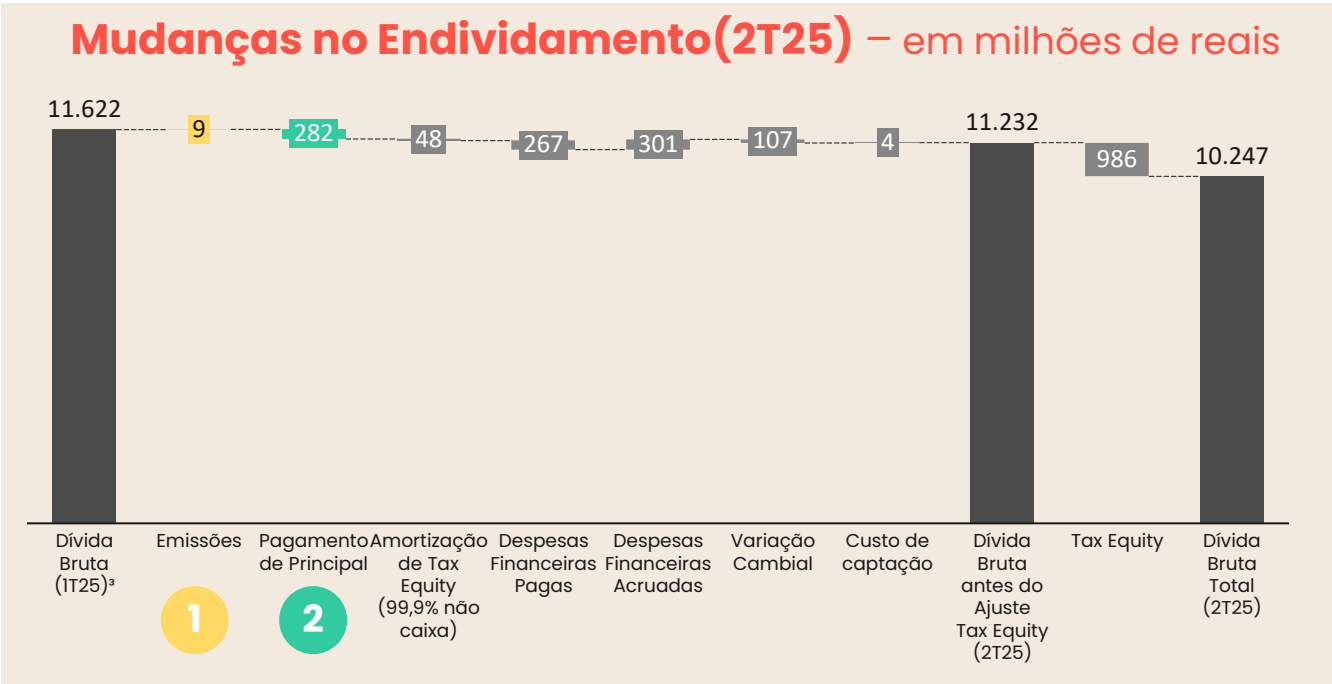
A dívida líquida ajustada atingiu R\$ 8.608,6 mm, aumento de 1% do com relação ao 4T24 (~R\$ 87,6 mm) e de 0,2% com relação ao 1T25 (~R\$ 72,8 mm). O aumento da dívida líquida t/t ocorre pelo menor volume de caixa no trimestre, parcialmente compensado pela redução na dívida bruta. Em comparação com o 4T24, dívida líquida ajustada sofreu um leve aumento, principalmente devido ao fim do ciclo de investimentos na GD, combinado com alguns efeitos de capital de giro e pagamentos de juros.

Breakdown

Endividamento (R\$ milhões)	2T2025	1T2025	Var.	4T2024	Var.
BNDES	2.309,2	2.342,8	-1%	2.379,1	-3%
Debentures	4.500,2	4.698,6	-4%	4.555,0	-1%
BNB	1.653,2	1.684,9	-2%	1.700,9	-3%
CCB	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.
FDNE	804,0	814,2	-1%	803,4	0%
Dívida Bruta (em BRL)	9.266,6	9.540,5	-3%	9.438,3	-2%
Offshore Loan	854,6	884,2	-3%	971,3	-12%
Bridge Loan	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.
Term Loan	194,9	206,5	-6%	222,7	-12%
Tax Equity	985,6	1.065,1	-7%	1.169,3	-14%
Resolução 4131 / Nota Promissória	12,0	11,5	5%	11,8	2%
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	2.047,0	2.167,3	-5%	2.375,2	-13%
Dívida Bruta antes do ajuste de Tax Equity	11.313,6	11.707,8	-3%	11.813,5	-4%
(-) Custos de Transação	-81,2	-85,5	-5%	-77,4	5%
Dívida Bruta total antes de ajuste do Tax Equity (líquido de custos de transação)	11.232,4	11.622,2	-3%	11.736,1	-4%
Ajuste Tax Equity	-985,6	-1.065,1	-7%	-1.169,3	-14%
Dívida Bruta total	10.246,9	10.557,1	-3%	10.566,8	-3%
(-) Caixa Total	1.521,8	1.827,5	-17%	1.915,6	-21%
Dívida Líquida	8.725,0	8.729,6	0%	8.651,2	1%
Dívida Líquida das JVs	-10,7	12,4	-82%	8,9	-75%
(-) Ajuste participação minoritário Arco²	127,2	123,4	3%	121,2	5%
Dívida Líquida Ajustada	8.608,6	8.593,7	0%	8.521,0	1%

B. Performance Financeira

Endividamento



- 1

Financiamentos (Novas Emissões):

↑ ~R\$ 9 mm via FDNE;
- 2

Pagamentos de Principal:

↓ ~R\$ 146,6 mm de Serena Geração Debentures;

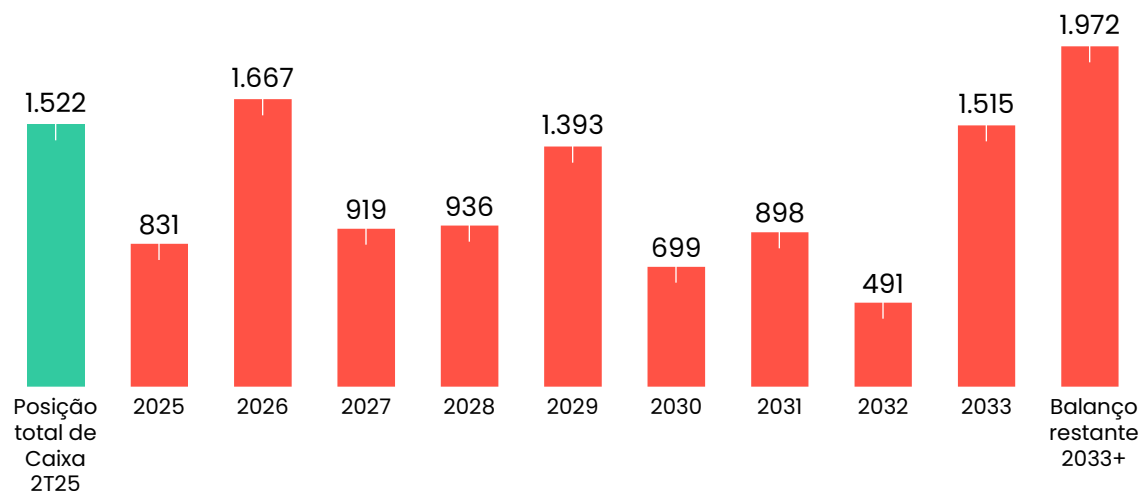
↓ ~R\$ 135,5 mm de SG³ + SD⁴ de dívidas consolidadas.

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos da Serena. (2) A Companhia atualmente possui 69,95% de participação na Arco Energia. (3) Serena Desenvolvimento S.A. (4) Serena Geração S.A..

Curva de Amortização Principal (em milhões de Reais)

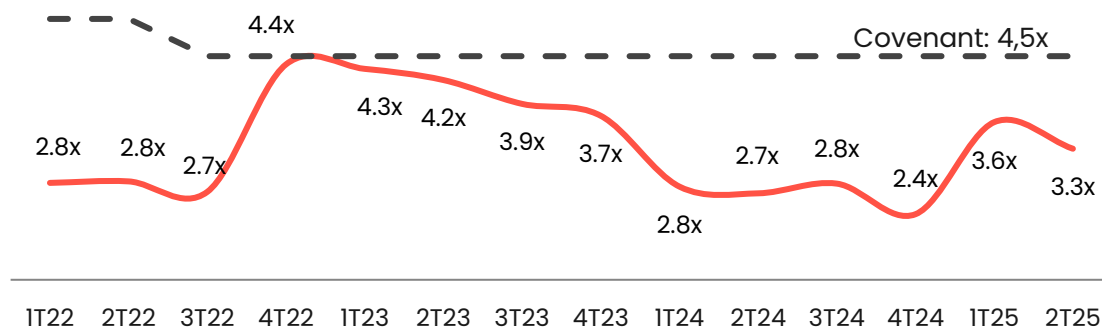
Braço Operacional + Desenvolvimento¹

Cronograma de Amortização em 30 Jun/2025



Dívida Líquida / EBITDA

Braço Operacional (Serena Geração)



Plano de Financiamento 2025

A Dívida Líquida Aj. Atingiu R\$ 8,6 bilhões enquanto a nossa dívida líquida / EBITDA ajustada alcançou 4,4x, e o mesmo indicador atingiu 3,3x para o braço operacional ao passo que tivemos a entrada em operação comercial de novos ativos, o que continua a reduzir a nossa alavancagem.

Durante 2025, realizamos o seguinte:

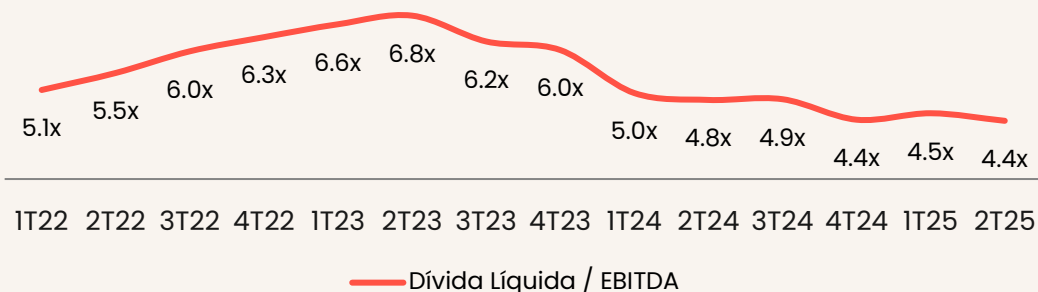
- ✓ Emitimos uma debênture de R\$ 680 milhões, com vencimento em duas tranches – 2030 e 2031 – e outra de R\$ 120 milhões com vencimento em 2035. Os recursos das emissões foram utilizados para **alongamento de dívidas existentes a um custo melhor e maior duration**.

Ainda estamos buscando possíveis otimizações em:

- 1 *Take-out* do Empréstimo Ponte da Arco Energia para novas dívidas de Longo Prazo emitidas por Bancos de Fomento locais;
- 2 Depois de adiar o vencimento do *bridge-loan* da Serena Power até 2026, a empresa ainda está explorando as melhores alternativas para pagar a dívida ou alongar o seu vencimento de forma mais estrutural.

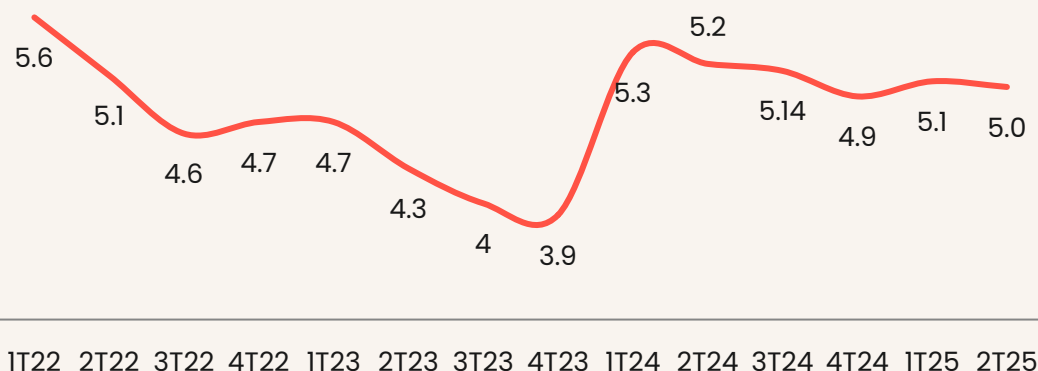
Dívida Líquida/ EBITDA¹ Consolidado

(30 Jun/25)



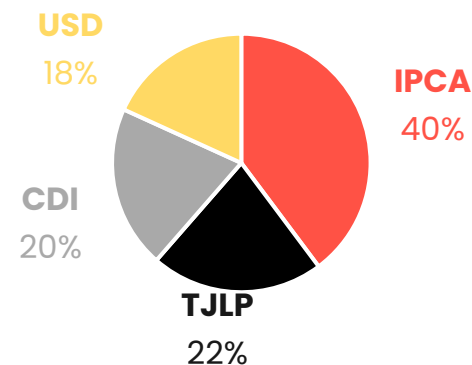
Prazo Médio (anos)

Braço Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)



Exposição da Dívida por Indexador

(30 Jun/25)



Indicadores da Dívida²

(30 Jun/2025)

Prazo Médio:

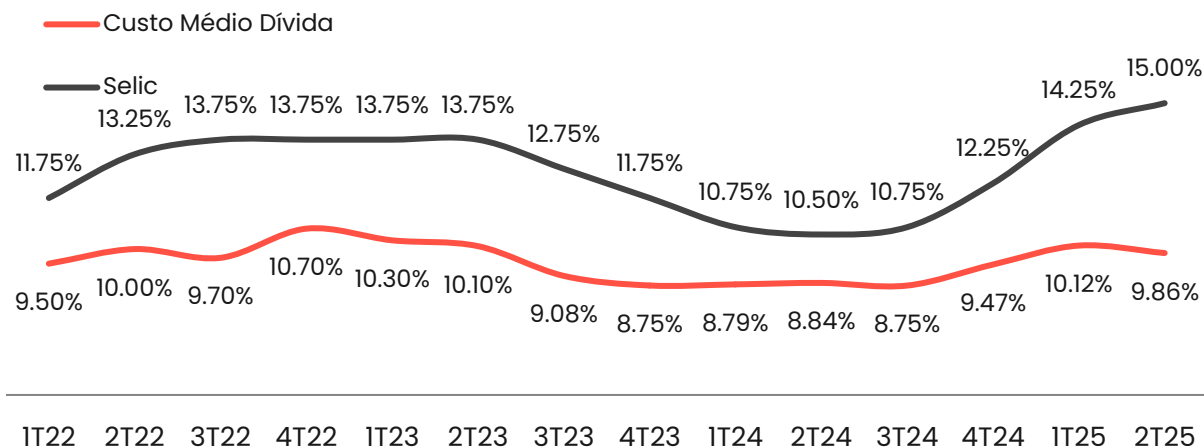
5,0 anos (↓ 0,1 ano t/t)

Custo Nominal Médio:

9,9% p.a (↓ 25bps t/t)

Custo da Dívida Nominal (%)³

Braço Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)



Posição de Caixa (ao final do período de 30/06/2025) – análise t/t¹

A Posição de Caixa² diminuiu R\$ 307,1 mm para R\$ 1,52 bilhões, uma redução de 17% no t/t:

- **Entradas** atingiram um total de R\$ 299,6 mm dos quais R\$ 290,9 mm foram operacionais.
- **Saídas** foram R\$ 589,3 mm principalmente relacionadas ao serviço da dívida (R\$ 551,0mm). O Capex foi principalmente relacionado ao capex recorrente (R\$ 29,9mm) , em quanto desenvolvimento de projetos ficou em (R\$ 15,4 mm).

QUEBRA DO CAPEX

Capex de Ativos Operacionais: Inclui diferentes tipos de iniciativas da nossa equipe de gestão de ativos para melhorar o desempenho da nossa frota de WTG, por exemplo. Também inclui custos de manutenção que não são cobertos pelos contratos FSA (i.e. Balance of Plants – BoP), ou dos nossos pequenos ativos solares e hidrelétricos.

Capex de Desenvolvimento: Inclui todos os gastos relacionados ao desenvolvimento e estruturação de projetos antes do NTP.

Capex de Crescimento: : Relacionado a todos os gastos de projetos específicos de novos ativos sendo implementados.

2T25 x 1T25 – Posição de Caixa (R\$ milhões)

Caixa Inicial (1Q25)	- 1.827,5
Caixa das Operações	283,9
Captação de dívida	8,6
Serviço da Dívida	-551,0
Capex GN	0,0
Capex GD	-9,0
Capex DevCo	-15,4
Capex Ativos Op.	-29,9
Outros	7,0
Caixa Final (2Q25)	- 1.521,8
Caixa das JVs	2,3
Participação minoritária em Arco Energia	-3,8
Caixa Final Aj. (2Q25)	- 1.520,4

DESTAQUES DO TRIMESTRE

Instituto Janela para o Mundo¹

- De janeiro a junho de 2025 foram mais de **1.800 alunos beneficiados pelos cursos oferecidos**;
- **45 alunos** das turmas do Preparatório para o Ensino Superior já foram **aprovados no ensino superior**;
- **11 estudantes ingressaram no mercado de trabalho**, todos com contratos formais;
- **6 novas escolas da rede pública de ensino parcerias** na Bahia, Piauí e Maranhão;
- O Centro Olímpico do Instituto Janela para o Mundo no Piauí obteve **28 premiações** na Olimpíada Mandacaru de Matemática e destacou-se também nas olimpíadas de Astronomia e Foguetes, com **07 estudantes** classificados para fases nacionais e internacionais
- O **Relatório de Atividades 2024** já está no ar e disponível no site. Mais do que números, o material compartilha histórias, resultados e os caminhos trilhados para ampliar oportunidades por meio da educação e da geração de renda.

Desenvolvimento de Pessoas

- **Formação de Lideranças:** Iniciamos o Programa de Educação Executiva do Insper, voltado para 30 líderes e especialistas da companhia, reforçando nosso compromisso com a excelência na gestão.
- **Desenvolvimento de Estagiários:** Apresentamos a trilha de desenvolvimento para estagiários, com foco em temas essenciais como Colaboração, Protagonismo e Autoconhecimento.
- **Sales Academy 2025:** Demos início à edição 2025 da Sales Academy, com conteúdos estratégicos voltados para o aprimoramento do processo de vendas.
- **Capacitação Digital:** Executamos a trilha digital de automação, democratizando o acesso a ferramentas e conhecimentos que impulsionam a transformação digital em toda a companhia.

Estratégia Climática

Com a geração de **2.365,2 GWh** de energia limpa no segundo trimestre, foram **evitados 67,5 toneladas de CO2 por GWh**.⁴

Notas: (1) Janela para o Mundo nasceu em 2017 como um projeto de investimento social privado da Serena Energia e, em 2022, foi transformada em instituto – uma associação sem fins lucrativos – com foco em educação e geração de renda. Para saber mais, acesse <https://janelaparaomundo.org/>.
(2) Usamos como referência os dados de emissão fornecidos pelo MCTI (2024, Brasil) e os dados do primeiro trimestre disponibilizados pelo Electricity Maps (2025, EUA), portanto, os dados podem estar sujeitos a alterações.

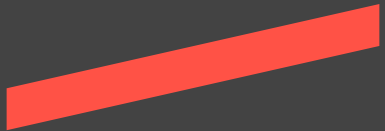
Clique [aqui](#) para
Fazer parte e compartilhar
a energia da prosperidade



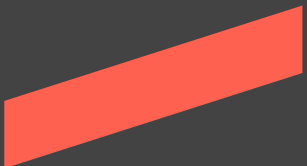
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Demonstrações Financeiras e Dados Operacionais



Ativo (R\$ milhões)	2T25	1T25	2T24
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	1.008,8	1.247,2	1.347,3
Clientes	731,0	614,8	381,0
Tributos a recuperar	197,0	190,8	193,9
Partes relacionadas	8,0	11,8	10,4
Contratos futuros de energia	842,5	1.017,6	242,9
Outros	287,8	287,2	137,1
Total ativo circulante	3.075,0	3.369,4	2.312,7
Ativo não circulante			
Caixa Restrito	513,0	580,4	351,1
Clientes	24,4	20,4	19,3
Impostos Recuperáveis	42,1	39,8	28,6
Partes Relacionadas	73,5	71,3	60,7
IRPJ e CSLL diferidos	2,6	3,4	3,6
Contratos futuros de energia	602,7	602,1	414,8
Outros	93,9	94,5	88,7
Total	1.352,1	1.411,9	966,8
Investimentos	56,1	61,2	57,7
Imobilizado	13.328,8	13.546,0	13.612,5
Intangível	2.234,4	2.280,4	2.396,3
Total	15.619,2	15.887,6	16.066,6
Total ativo não circulante	16.971,4	17.299,5	17.033,4
Total ativo	20.046,33	20.668,9	19.346,1

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	2T25	1T25	2T24
Passivo circulante			
Fornecedores	392,0	333,0	273,8
Empréstimos, financiamento e debêntures	1.399,5	1.272,1	2.466,2
Obrigações trabalhistas e tributárias	167,8	153,1	127,4
Passivos de arrendamento	12,9	14,0	14,7
Partes relacionadas	5,3	2,0	23,0
Contratos futuros de energia	749,4	909,3	197,1
Contas a pagar aquisição de empresas	6,0	5,9	68,0
Outros	180,5	207,2	40,4
Total passivo circulante	2.913,4	2.896,6	3.210,5
Passivo não circulante			
Suppliers	-	-	120,4
Empréstimos, financiamento e debêntures	9.832,9	10.350,1	9.076,7
Passivos de arrendamento	338,8	346,7	206,1
IRPJ e CSLL diferidos	528,8	529,2	544,7
Contratos futuros de energia	338,3	384,8	220,2
Contas a pagar aquisição de empresas	93,3	97,9	88,6
Outros	548,1	551,8	511,3
Total passivo não circulante	11.680,2	12.260,4	10.767,8
Total passivo	14.593,6	15.157,0	13.978,3
Patrimônio líquido			
Capital social	4.439,4	4.439,4	4.439,4
Ações em tesouraria	-0,3	- 0,3	-0,3
Reservas de capital	176,0	176,0	176,1
Reservas de lucro	952,5	952,5	653,0
Ajustes de avaliação patrimonial	7,4	32,0	10,4
Lucros (prejuízos) acumulados	-191,9	-155,8	35,1
Total	5.382,9	5.443,6	5.313,6
Participação dos não controladores	69,9	68,3	54,2
Total patrimônio líquido	5.452,8	5.511,9	5.367,8
Total passivo e patrimônio líquido	20.046,3	20.668,9	19.346,1

Notas: (1) A Companhia reapresentou em 18 de março de 2024 as demonstrações financeiras referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023, de 2022 e de 2021. Saiba mais no [Comunicado a Mercado](#).

Demonstrações de Resultado (R\$ milhões)	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
Receita	1.461,7	761,1	92%	1.156,3	26%	2.618,0	1.449,0	81%
Custos operacionais e de manutenção e compras	-946,5	-358,0	164%	-763,8	24%	-1.710,3	-693,5	147%
Despesas gerais e Administrativas	-45,6	-53,6	-15%	-39,7	15%	-85,3	-89,9	-5%
Outras receitas (despesas) operacionais	-0,2	-3,2	-95%	-1,6	-89%	-1,8	365,0	-100%
Equivalência Patrimonial	1,3	3,4	-62%	3,3	-60%	4,6	6,4	-28%
EBITDA	470,8	349,8	35%	354,4	33%	825,2	1.036,9	-20%
Depreciação e Amortização	-201,9	-190,2	6%	-202,3	0%	-404,2	-351,2	15%
EBIT	268,9	159,7	68%	152,1	77%	421,0	685,8	-39%
Resultado financeiro líquido	-275,6	-244,3	13%	-289,3	-5%	-564,9	-483,2	17%
Receitas financeiras	49,4	35,0	41%	51,1	-3%	100,5	61,9	62%
Despesas financeiras	-325,0	-279,4	16%	-340,4	-5%	-665,4	-545,1	22%
EBT	-6,7	-84,7	-92%	-137,1	-95%	-143,8	526,1	-127%
IR/CSLL	-27,9	-17,9	56%	-18,3	52%	-46,2	-169,6	-73%
Lucro (prejuízo) líquido	-34,5	-102,6	-66%	-155,5	-78%	-190,0	32,9	-677%

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
EBT	-6,7	-92,8	-77%	-137,1	-84%	-158,8	202,6	-178%
Ajustes	352,6	459,3	-20%	469,5	-22%	837,1	385,6	117%
Δ Capital de Giro	-78,4	-64,9	21%	-138,9	-44%	-217,3	-1,2	17709%
Dividendos recebidos	10,2	0,0	n.a.	0,0	n.a.	10,2	3,9	163%
Juros pagos	-268,6	-213,7	26%	-206,1	30%	-474,7	-574,0	-17%
Impostos de renda pagos	-21,4	-17,8	20%	-24,4	-12%	-45,9	-38,2	20%
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-12,3	70,0	-118%	-37,1	-67%	-49,4	-21,3	132%
Aquisição de investimentos	-0,6	0,0	n.a.	0,0	n.a.	-0,6	233,4	-100%
CAPEX	-54,1	-166,9	-68%	-77,9	-31%	-132,1	-249,1	-47%
Resgate (aplicação) financeiras, líquido – caixa restrito	113,9	59,4	92%	-49,4	-331%	64,5	-0,3	-25294%
Fluxo de caixa das atividades de Investimento	59,2	-107,5	-155%	-127,4	-146%	-68,2	-16,0	327%
Captação de dívida	8,6	448,9	-98%	795,6	-99%	804,3	2.412,9	-67%
Amortizações	-282,5	-266,8	6%	-804,1	-65%	-1.086,6	-1.990,7	-45%
Integralização de capital por acionista não controlador	0,0	9,9	-100%	2,7	-100%	2,7	19,4	-86%
Arrendamentos pagos	-9,7	-5,5	77%	-8,6	14%	-18,3	-10,9	68%
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-283,5	186,4	-252%	-14,3	1877%	-297,9	430,7	-169%
Aumento (redução) líquido em caixa	-236,7	148,9	-259%	-178,8	32%	-415,4	393,4	-206%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	1.247,2	1.198,4	4%	1.428,0	-13%	1.428,0	950,2	50%
Variação cambial	-1,7	3,2	-152%	-2,1	-19%	-3,7	3,7	-200%
Caixa e equivalente de caixa no final do período	1.008,8	1.347,3	-25%	1.247,2	-19%	1.008,8	1.347,3	-25%

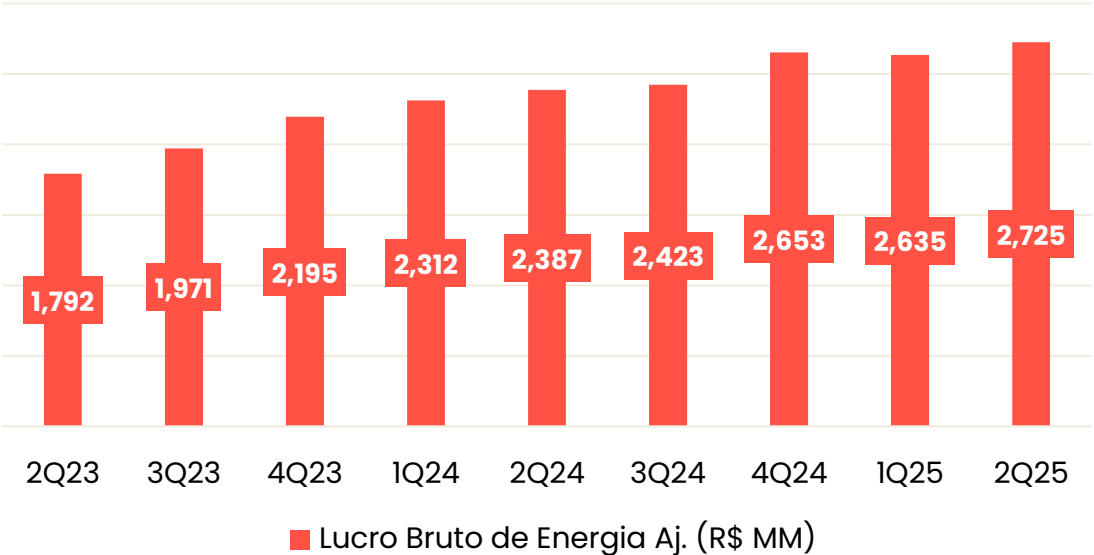
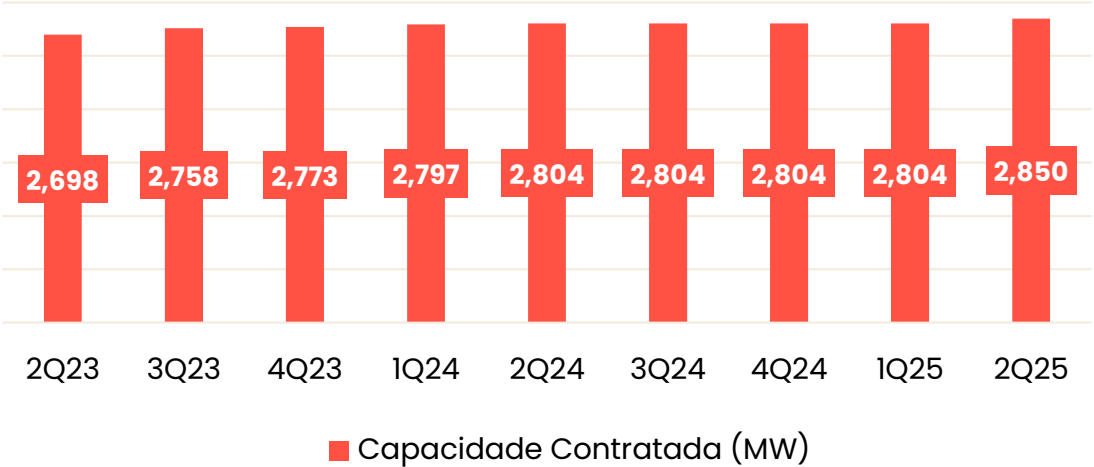
Balanço Patrimonial – visão 100%

Ativo (R\$ milhões)	2T25	1T25	2T24
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4,5	20,7	10,2
Clientes	0,5	0,7	3,4
Outros	6,9	3,7	2,1
Total ativo circulante	11,9	25,1	15,7
Ativo não circulante			
Caixa restrito	0,0	3,6	3,3
Outros créditos	1,4	1,3	1,2
Imobilizado	79,8	80,5	81,5
Ativos intangíveis	7,1	7,2	7,8
Total ativo não circulante	88,2	92,7	93,8
Total ativo	100,0	117,8	109,5
Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	2T25	1T25	2T24
Passivo circulante			
Fornecedores	0,3	0,4	0,6
Empréstimos, financiamentos e debêntures	0,0	0,0	3,9
Obrigações trabalhistas e tributárias	1,1	1,9	1,0
Outras obrigações	0,3	7,6	0,6
Total passivo circulante	1,7	9,9	6,1
Passivo não circulante			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	0,0	0,0	0,0
Outras obrigações	0,3	0,2	0,3
Total passivo não circulante	0,3	0,2	0,3
Total passivo	2,0	10,1	6,4
Patrimônio líquido			
Capital	41,4	41,4	41,4
Reservas de lucro	49,0	61,7	47,7
Lucros (prejuízos) acumulados	7,7	4,7	14,1
Total patrimônio líquido	98,0	107,7	103,1
Total passivo e patrimônio líquido	100,0	117,8	109,5

D. Demonstração Financeira & Dados Operacionais Balance Sheet and
Income Statement (Pipoca JV)

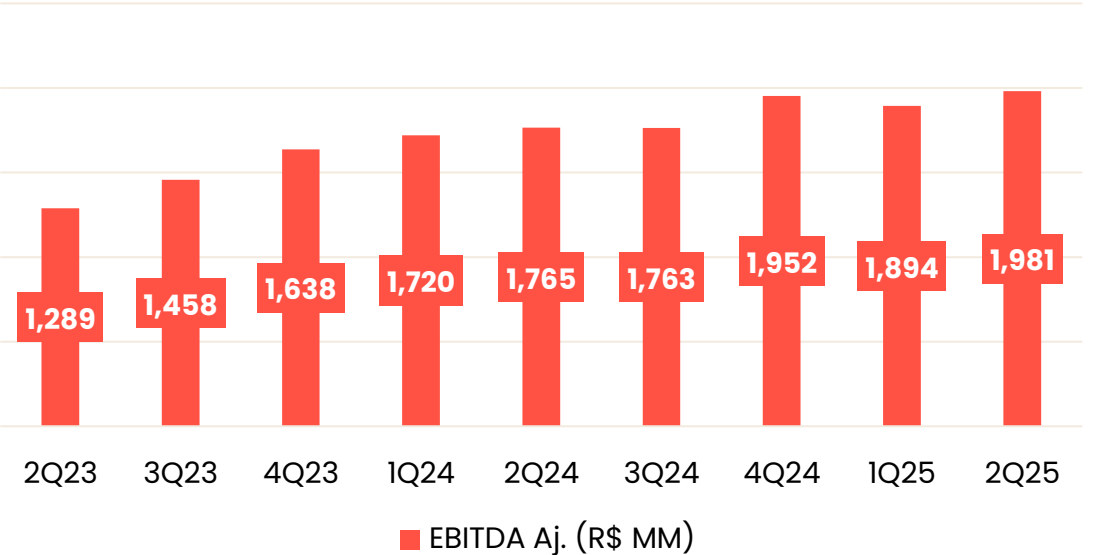
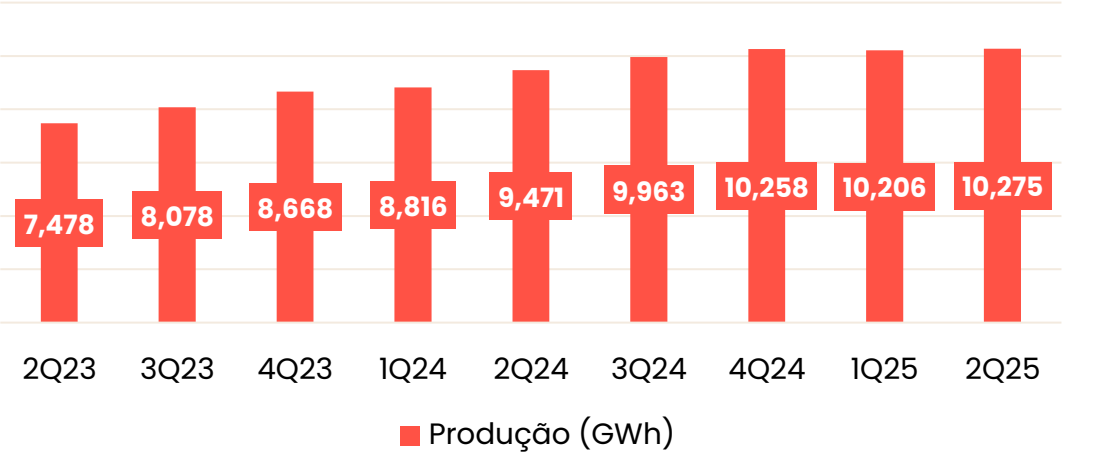
Demonstração de Resultado – visão 100%

Demonstrações de Resultado	2T25	2T24	Var.	1T25	Var.	6M25	6M24	Var.
(R\$ milhões)								
Receitas	5,9	9,3	-36%	7,0	-15%	12,9	19,4	-33%
Total Custos e Despesas	-1,9	-1,2	62%	-1,4	36%	-3,3	-2,7	20%
EBITDA	4,0	8,2	-50%	5,6	-27%	9,6	16,6	-42%
Depreciação e Amortização	-1,0	-1,1	-1%	-1,0	0%	-2,1	-2,0	4%
EBIT	3,0	7,1	-58%	4,5	-34%	7,5	14,6	-49%
Resultado Financeiro Líquido	0,2	0,1	134%	0,6	-62%	0,8	0,2	382%
Receitas financeiras	0,3	0,2	52%	0,6	-47%	0,9	0,4	115%
Despesas financeiras	-0,1	-0,1	-15%	0,0	1229%	-0,1	-0,2	-60%
EBT	3,2	7,2	-55%	5,1	-37%	8,3	14,8	-44%
IR/CSLL	-0,2	-0,4	-36%	-0,4	-44%	-0,6	-0,7	-14%
Lucro (prejuízo) Líquido	3,0	6,8	-56%	4,7	-36%	7,7	14,1	-45%



D. Demonstrações Financeiras & Dados Operacionais

Gráficos Indicadores Chaves - Últimos 12 Meses (TTM)



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

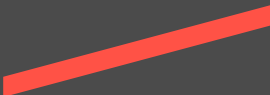
Tel.: +55 (11) 3254-9810

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.

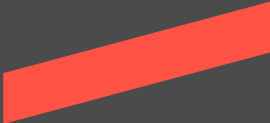
Earnings Release 2Q25

Earnings Conference Call |
August 15th at 11:00 am (BRT) / 10:00 a.m. (EDT)

[Access link](#)



2Q25 Key Indicators



Energy Production¹

2,365.2 GWh

2% ↑ YoY
(2Q25 X 2Q24)

Energy Gross Profit¹

R\$ 588.5 million

16% ↑ YoY
(2Q25 X 2Q24)

Unit Gross Profit³

R\$ 249.7/ MWh

14% ↑ YoY
(2Q25 X 2Q24)

EBITDA²

R\$ 421.6 million

26% ↑ YoY
(2Q25 X 2Q24)

Total Cash²

R\$ 1.52 billion

17% ↓ QoQ
(2Q25 x 1Q25)

Energy Platform

Gross Profit⁴

R\$ 70 million

R\$ 56 million ↑ YoY
(2Q25 x 2Q24)

Net Debt²

R\$ 8.61 billion

1% ↑ QoQ
(2Q25 x 1Q25)

Net Income²

-R\$ 60.6 million

+R\$ 37 million ↑ YoY
(2Q25 x 2Q24)

<u>Summary</u>	<u>4</u>
<u>A. Our Businesses</u>	<u>5</u>
<u>1. Energy Balance & Platform</u>	<u>7</u>
<u>2. Asset Management</u>	<u>10</u>
<u>3. Development</u>	<u>14</u>
<u>B. Financial Performance</u>	<u>17</u>
<u>C. Sustainability Metrics</u>	<u>29</u>
<u>D. Financial Statements & Operating Data</u>	<u>31</u>



2Q25 SUMMARY

Our energy production³ in 2Q25 reached 2,365 GWh, representing a 2% year-over-year increase despite 231 GWh in curtailments and a 25 GWh lower-than-expected availability – excluding these effects, production would have totaled 2,621 GWh, which would be in line with a P50 resource level. Notably, the Delta Cluster recorded a 66.4% YoY increase in output, driven by wind resources and improved operational availability.

Our Energy Gross Profit¹ for the quarter was R\$ 588.5 million, approximately R\$ 82 million higher than in the same quarter last year, and R\$ 114 million higher if we exclude R\$ 32 million in one-off events⁵ of 2Q24. Also, our decision to transition Goodnight 1 from merchant to a long-term contracted structure – motivated by structurally higher long-term prices in the U.S. – is to generate a negative impact of around US\$ 10 million in 2025 (~50% of it in 1st half), compensated in the long-term by new PPAs taking effect in June, limiting our exposure to short-term price volatility and adding value over time.

EBITDA¹ for 2Q25 reached R\$ 421.6 million, a 26% increase compared to 2Q24, driven by record results in our energy trading desk (R\$ 70 million) and by better margins from new contracts signed over the last 12 months. Despite the one-off transmission grid failures in 1Q25 (R\$ 33.7 million impact), our consolidated EBITDA¹ reached R\$ 732 million in 1H25, up 4% year over year – our business remains inherently seasonal, with over 60% of annual performance typically concentrated in the second half – 65% in FY2024. Our Recurring Cash Flow¹ had an 34% increase YoY reaching R\$ 375.5 mm, and net indebtedness remained falling in the quarter, from 4.5x in 1Q25 to 4.4x.

Despite our budget already contemplating curtailment losses of approximately R\$ 30 million for 2H, we remain vigilant on curtailment risk in 2H and its short-term impacts. However, we foresee the possibility of structural solutions for curtailment – whether through measures by regulators or judicial decisions that restore undisputed rights – which could have a positive impact on annual results by combining the reduction of cuts with compensation for volumes curtailed in the past. We remain committed in defending our contractual rights and confident that, ultimately, we will secure adequate compensation for the cuts imposed in recent years.

Finally, the take-private transaction advanced during the quarter. On June 26th, Serena’s shareholders approved the waiver of the poison pill clause at an Extraordinary General Meeting – a key milestone for the transaction’s completion. The resolution was approved by 99.4% of the votes cast, with a quorum of 81.0% of the total shares, reflecting strong alignment and confidence from our shareholder base. Closing remains subject to customary regulatory approvals, such as consents from long-term financing providers.

2Q25 HIGHLIGHTS

Energy Production³

- 2,365.2 GWh : +2% YoY

Profitability

- R\$ 249.7/MWh Unit Gross Profit⁴: +14% YoY
- R\$ 588.5 mm Energy Gross Profit¹: +16% YoY
- R\$ 421.6 mm EBITDA¹: +26% YoY
- -R\$ 60.6 mm Net Income¹: +R\$ 37 mm YoY
- R\$ 111.4 mm Cash Earnings²

Cash and Financing

- Cash Flow from Operations¹ of R\$ 375.5 mm: +34% YoY
- R\$ 1.52 bn Adj. Total Cash¹: -17% QoQ and -10% YoY
- R\$ 8.61 bn Adj. Net Debt¹: +1% QoQ and -1% YoY
- Serena Geração Net Debt / EBITDA: 3.3x (Vs 4.5x Covenant)

Development

- All Distributed Generation approved projects with assembly and civil completed
- 33 DG plants already connected (86.4 MW) by Jul. 2025 vs. 32 plants (83.9 MW) at the end of 1Q25
- 5 DG plants awaiting connection (12.5 MW) by Jul. 2025 vs. 6 plants (15 MW) at the end of 1Q25

MAIN INDICATORS

1

Energy Platform
& Balance

Indicadores	Unit	2Q25	2Q24	Var.	1Q25	Var.	1H25	1H24	Var.
Energy Platform									
Energy Sales	GWh	2,984	1,362	119%	2,377	25%	5,352	2,534	111%
Energy Balance – Asset Portfolio									
Contracted Installed Capacity ¹	MW	2,803.7	2,803.7	0%	2,803.7	0%	2,803.7	2,803.7	0%
Assured Energy sold through Energy Offtake Agreements (2025-34) ²	%	93%	92%	1 p.p.	92%	1 p.p.	93%	94%	1 p.p.
P50 sold through Energy Offtake Agreements (2025-34) ³	%	88%	88%	0 p.p.	88%	1 p.p.	88%	92%	0 p.p.
Avg. Sales Price (2025-34) ⁴	R\$/MWh	233.7	218.2	7%	234.4	0%	233.7	217.5	7%

2

Asset
Management

Operating Installed Capacity	MW	2,777.7	2,714.6	2%	2,767.7	0%	2,777.7	2,714.6	2%
Energy Production ¹	GWh	2,365.2	2,315.0	2%	1,899.2	25%	4,264.4	4,265.9	0%
Gross Resource	GWh	2,792.9	2,701.5	3%	2,392.2	17%	5,185.1	4,866.1	7%
Asset Availability	GWh	5,552.9	5,579.8	0%	5,511.3	1%	11,064.2	11,139.0	-1%
Availability	%	94%	94%	0 p.p.	94%	0 p.p.	94%	95%	-1 p.p.
Adj. Availability ⁵	%	96%	96%	-1 p.p.	95%	0 p.p.	96%	96%	-1 p.p.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results and no longer has a stake in Pirapora. Considers 100% in Pipoca and in Distributed Generation (DG) assets. (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/01/2025 for 4Q24 and database Jan/01/2024 for 3Q24 and 4Q23. Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments for 4Q23. Considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3 from 2Q24 on. (5) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual restitution by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability). (6) Considers project status at data at the end of the quarter.



serena

Armstrong



serena

Goodnight 1 – 265.5 MW

ENERGY BALANCE PORTFOLIO BREAKDOWN – Asset Portfolio (Excludes Energy Platform)

Energy Portfolio Distribution ¹ [MWavg.]		2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034 ⁹
Energy Resources & Energy Sales	Total Resources Under Management (A)	1,603.8	1,451.6	1,456.6	1,442.6	1,341.6	1,293.6
	Assured Energy – Wind (BR) ²	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8
	Assured Energy – Hydro (BR)	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
	Distributed Generation – P50 – Solar (BR)	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
	Certified P50 – Wind (US)	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
	Other Positions (BR)	356.2	204.0	209.0	195.0	94.0	46.0
Forward Output Sold	Energy Sales (B)	1,594.7	1,468.2	1,370.8	1,395.2	1,331.5	1,127.5
	Regulated Market (BR)	514.7	514.7	514.7	514.1	514.7	501.8
	Free Market (BR) ³	958.8	812.4	775.2	800.2	735.9	554.8
	Financial PPAs (US)	40.4	60.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Revenue Put (US)	50.2	50.2	50.2	50.2	50.2	40.2
	Distributed Generation – Solar (BR)	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Average Price⁹ (Database: Dez/24)	Uncontracted Energy (C = A-B)	9.1	-16.6	85.8	47.3	10.1	166.1
	Forward Output Sold [%] (D = B/A)	99%	100%	94%	97%	99%	87%
	Sold Energy (@Assured Energy) ⁴	99%	101%	94%	97%	99%	87%
	Unsold Energy (@Assured Energy)	1%	-1%	6%	3%	1%	13%
	Unsold Energy (@P50) ⁵	4%	3%	10%	7%	5%	17%
	Average Sales Price^{6,7,9} [R\$/MWh]	236.9	245.7	247.1	226.3	230.5	229.4
	Regulated Market ^{1,6,9} (R\$/MWh)	252.6	252.6	252.6	252.5	252.6	245.9
	Free Market ^{1,6,9} (R\$/MWh)	224.3	233.5	233.3	198.2	203.7	199.9
	Merchant Price – Goodnight (US\$/MWh) ^{6,7}	35.4 (R\$ 193.1)	42.4 (R\$ 231.6)	45.6 (R\$ 248.7)	43.9 (R\$ 239.6)	42.7 (R\$ 232.9)	41.3 (R\$ 223.8)
	Distributed Generation (R\$/MWh) ^{6,8}	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. (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/01/2025. (7) Exchange rate of 6.18 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 – Ex Energy Platform

Currently, ~93% of our 10-year average (2025–34) Assured Energy output is contracted. New (completed and to be completed) energy offtake transactions for our existing portfolio have the potential to increase our EBITDA during the next 10 years.

- For the Brazil utility-scale portfolio, ~93% is contracted between 2025 and 2034 (~88% contracted @ P50).
- Our sales efforts for DG in Brazil continue to scale and we have recently reached the milestone of supplying energy to more than 13,000 clients, while we continue to ramp-up our sales curve.

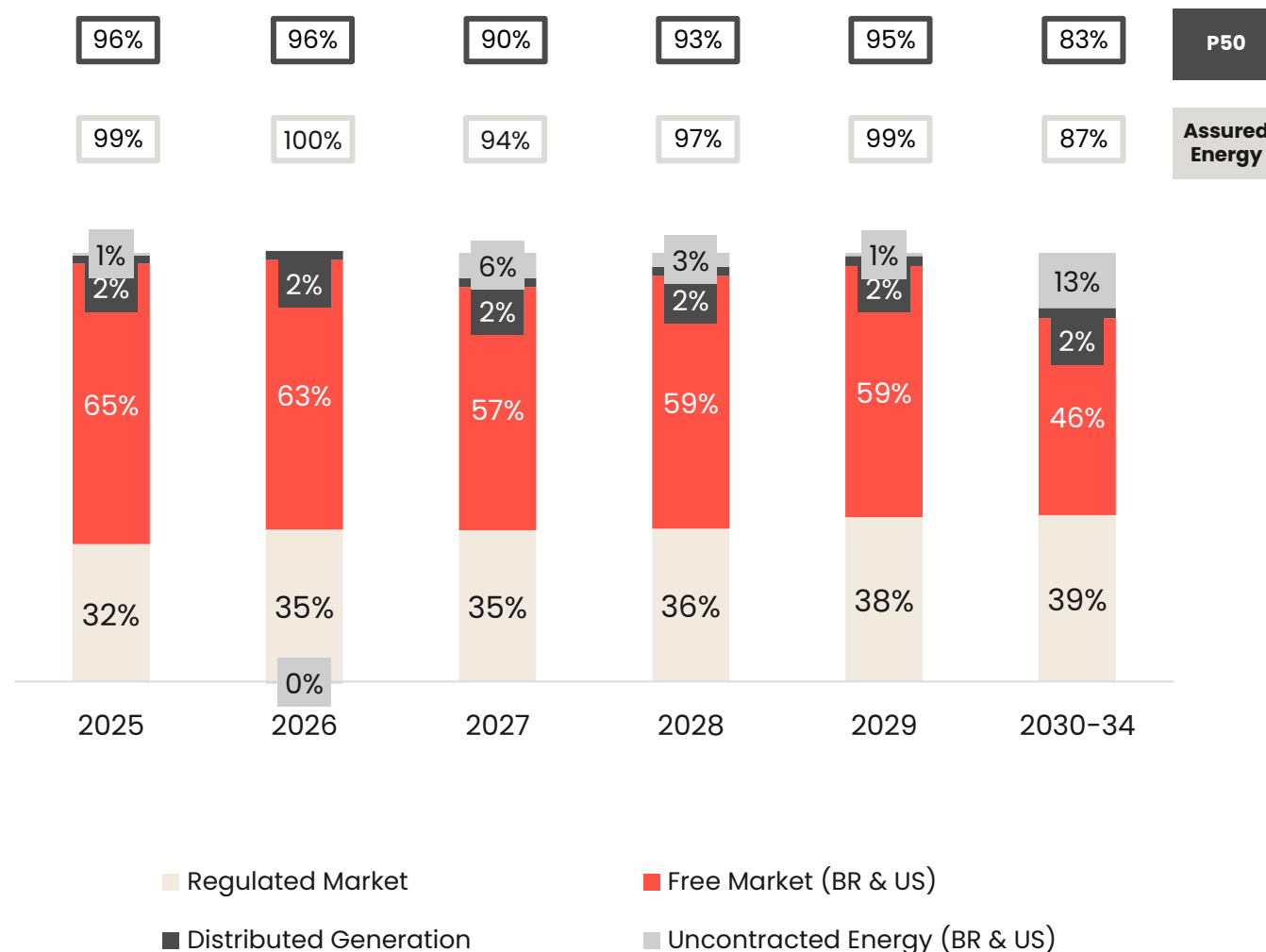
Average Price

Our 2025–34 average¹ sales price is **R\$ 233.7/MWh**:

- For Brazil utility-scale portfolio, **R\$ 227.1/MWh** of average sales¹ price until 2034 (free and regulated markets).
- US\$ 41.2/MWh**, expected, for Goodnight 1 (energy + RECs) until 2033¹;
- R\$ 500/MWh** average price for distributed generation.

Energy Balance – Ex Energy Platform

(% contracted level @Assured Energy² and @P50³)



Operational Summary

In 2Q25, production ex- c-off impact increased 9.3% YoY (+2% considering c-off), mainly due to the entry of distributed generation plants. In centralized generation, production declined 0.2% YoY

Operating Assets	Installed Capacity (MW)	P50 (MWavg.) ^{4,5}	Assured Energy (MWavg.) ⁵	Energy Production (GWh)			Energy Production (GWh)		
				2Q25	2Q24	Var.	1H25	1H24	Var.
BR Portfolio – Utility Scale	2,439.3	1,226.0	1,154.9	2,113.4	2,094.8	1%	3,751.5	3,824.8	-2%
Delta Complex	573.8	316.6	296.6	436.9	263.3	66%	836.4	709.1	18%
Bahia Complex	1,172.2	645.0	586.7	1,221.2	1,283.3	-5%	1,987.4	1,935.5	3%
Assuruá	808.1	454.2	414.2	881.8	933.9	-6%	1,340.7	1,451.4	-8%
Ventos da Bahia ¹	364.1	190.9	172.5	339.5	349.4	-3%	646.8	484.1	34%
SE/CO Complex	110.6	54.7	54.2	82.9	87.0	-5%	210.6	330.7	-36%
Pipoca ²	20.0	10.3	11.9	15.8	19.2	-18%	43.5	52.6	-17%
Serra das Agulhas	30.0	12.9	12.9	11.2	14.0	-20%	47.9	74.1	-35%
Indaiás	32.5	23.7	22.4	47.2	45.8	3%	96.5	93.4	3%
Gargaú	28.1	7.9	7.1	8.6	8.0	8%	22.7	19.4	17%
Chuí Complex	582.8	209.6	217.4	372.4	461.3	-19%	717.0	849.6	-16%
US Portfolio – Utility Scale	265.5	100.4	n.a.	196.9	220.2	-11%	435.0	441.1	-1%
Goodnight Complex	265.5	100.4	n.a.	196.9	220.2	-11%	435.0	441.1	-1%
Total Portfolio – Utility Scale	2,704.8	1,326.4	1,154.9	2,310.3	2,315.0	0%	4,186.5	4,265.9	-2%
DG Portfolio³	86.4	42.8	n.a.	54.9	0.0	n.a.	77.9	0.0	n.a.
Total Portfolio Serena	2,791.2	1,369.2	1,154.9	2,365.2	2,315.0	2%	4,264.4	4,265.9	0%
Other Operational Indicators	-	-	-	2Q25	2Q24	Var.	1H25	1H24	Var.
Gross Resource (GWh) – Portfolio	-	-	-	2,792.9	2,701.5	3%	5,185.1	4,866.1	7%
Asset Availability (%) – Portfolio	-	-	-	94.2%	94.3%	0%	94.3%	95.3%	-1%
Adj. Availability (%) ⁶ – Portfolio	-	-	-	95.6%	96.4%	-1%	95.5%	96.6%	-1%

ENERGY PRODUCTION (YoY analysis)

During **2Q25**, energy production increased YoY due to strong resource incidence in the Delta Cluster. The Chui complex showed a significant reduction in generation due to unfavorable wind conditions. Also, curtailment impacted production by a net effect of 231 GWh in 2Q25.

2Q25 vs. 2Q24

Production was **2% higher YoY**, reaching **2,365 GWh**, mainly due to:

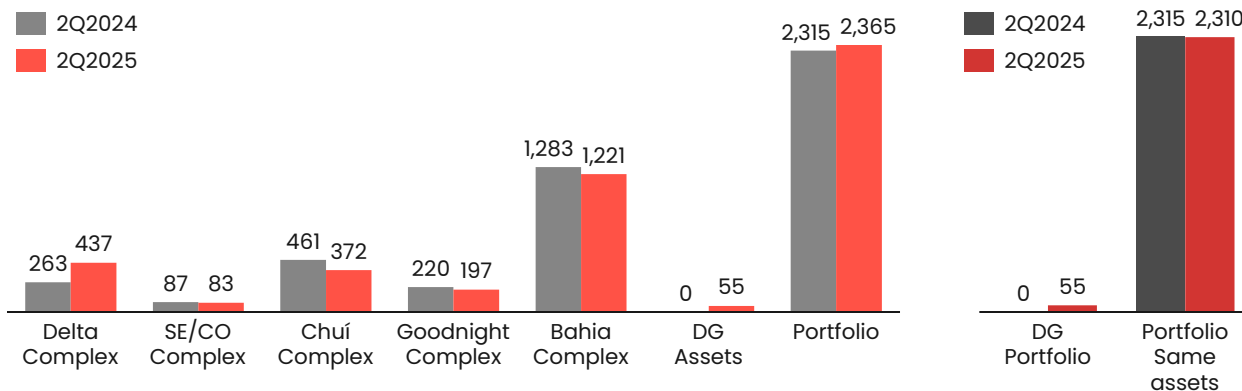
↑ On a same-asset basis (assets with full ramp-up), production increased 0.4% YoY. YoY, Delta (+66.4%), Bahia (-4.0%), Chuí (-19%) and SE/CO (-2.6%);

↑ 175.0 GWh from the Delta Complex, which presented favorable wind conditions;

↑ 41.0 GWh of production from our DG plants that are connected to the grid;

↓ 140 GWh from Chuí and Bahia Complexes YoY, with lower wind incidence in Chuí opposing the solid performance recorded in 2Q24.

Energy Production (by Cluster) – in GWh



RESOURCE INCIDENCE (vs. Expected) – in GWh

Cluster	Gross Resource ¹ vs. P50 (2Q25)	2Q25 Comments
Delta Complex (573.8 MW)	+87.0 GWh (+16.5%)	With the Intertropical Convergence Zone (ITCZ) positioned anomalously northward since March, precipitation remained below average while trade winds intensified.
Bahia Complex (990.2 MW)	-6,6 GWh (-0.4%)	Wind resource performance was negatively impacted in January due to precipitation significantly above average, and again in April in response to cyclone presence near the Southeast coast, which displaced the South Atlantic Subtropical High away from the continent. Conversely, February and March were characterized by negative precipitation anomalies in the region, which favored wind resource conditions.
SE/CO Complex (110.6 MW)	-26,5 GWh (-31.3%)	Negative precipitation anomalies have been detrimental to resource performance since February. Only January, when precipitation was above average, saw resource performance approach historical mean values.
Chuí Complex (582.8 MW)	-29.2 GWh (-7.3%)	The asset's performance has been negatively impacted year-to-date due to decreased transient system frequency and prolonged high-pressure system persistence over the region.
Goodnight Complex (265.5 MW)	-13.0 GWh (-5.7%)	The asset has exhibited low cyclone and frontal system frequency throughout the first semester. A notable exception occurred during the first 20 days of March, when a series of cyclones enhanced resource performance.
Total	-4.2 GWh (-0.2%)	

OPERATIONAL EFFICIENCY (2Q25 Breakdown)

Gross (effective energy production) and net (economic production) operational efficiency in **2Q25** were respectively 352 GWh and 263 GWh below our long-term target. Net operational efficiency in **2Q25** comes mostly from a production impact of 261 GWh due to curtailment (from which ~18% is classified as electrical, and is subject to specific reimbursement rules) combined with 25 GWh of availability losses net of FSA reimbursements:

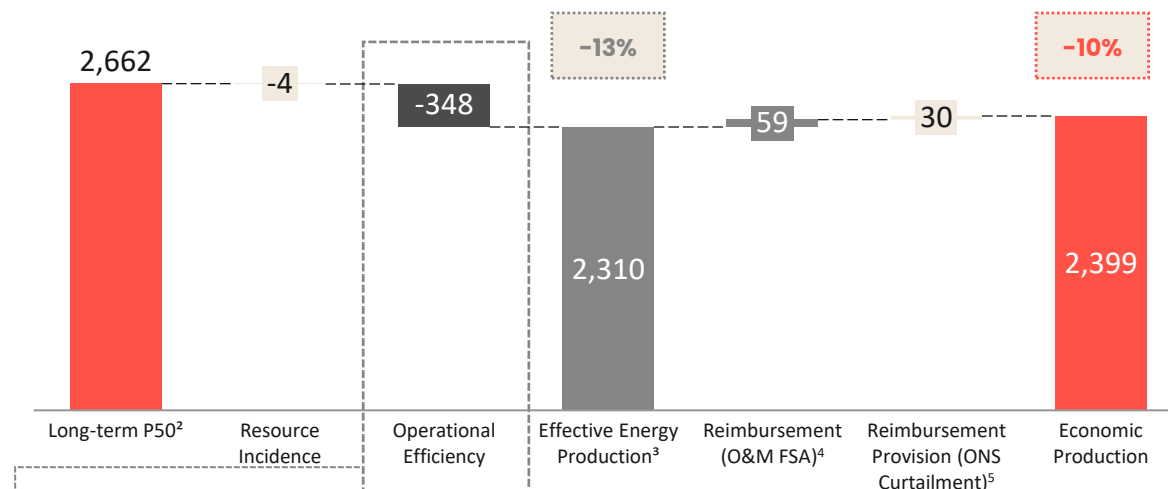
↓ Availability: 84 GWh loss mostly from corrective maintenance procedures in Ventos da Bahia and Delta Cluster, from which ~70% (59 GWh) is covered by our guaranteed availability service contracts (detailed in the chart below).

↓ Performance: 3 GWh loss by Goodnight power limitation due to high temperature partially offset in Deltas and Chuí, stemming from initiatives such as ETPO¹ and power-ups, that improved our WTG performance.

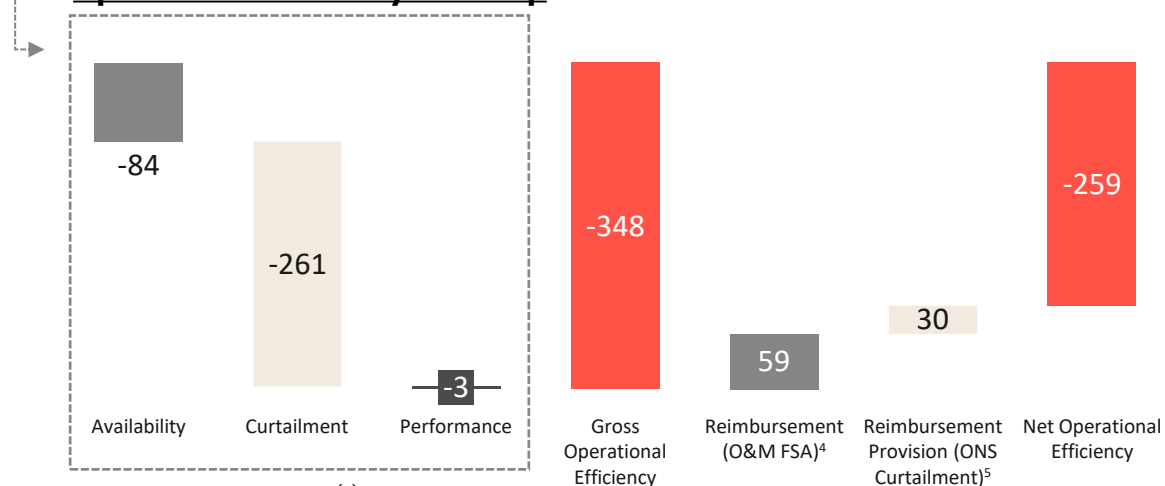
↓ Curtailment: 261 GWh loss (~R\$ 37.5 mm), before ONS restitution. Within our portfolio, Bahia Cluster (188 GWh) had the highest impact this quarter. From total curtailment amount, ~18% is electrical curtailment mostly related to one-off events that reduced the transmission grid's export capacity, being classified by the regulator as electrical or reliability, explained below. According to the current reimbursement methodology, this quarter we provisioned 30 GWh (~R\$ 4.3 mm), leading to a net curtailment impact of 231 GWh (~R\$ 33.2 mm) for 2Q25.

A more detailed explanation of the curtailment impacts in 2Q25 and 1H25 is showed on the next slide.

Operational Performance Analysis (Utility Scale) – 2Q25 in GWh



Operational Efficiency Build-up



Notes: (1) Enhanced Turbine Performance Optimization. (2) Consists in the historical average resources as well as long-term assumptions for availability and performance of Serena's assets. (3) Considers same assets, therefore not including DG assets. (4) Full Scope Agreement. (5) Refers to the provisioned managerial amount, according to the current reimbursement methodology. Does not include potential recovery of reliability-related curtailed amounts.

Curtailment Overview – Wind Assets Brazil Portfolio

2Q25 curtailment – Portfolio

2Q25: Energy loss accounted for 10.7% in 2Q25 (261 GWh), with a corresponding Energy Gross Profit loss of 7.3% (R\$ 33.2 mm).

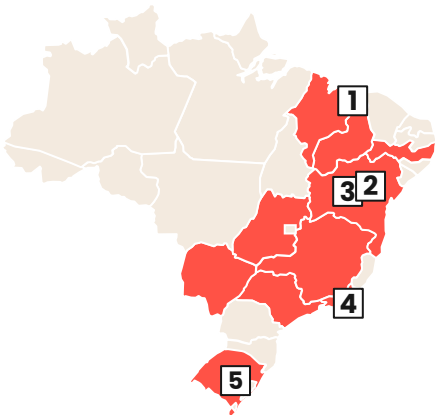
2Q25 curtailment – Assets

Delta PI, VDBI and Gargaú: are connected in the distribution grid, with no curtailment

Chuí: is in area with no electrical curtailment. Restrictions motivated exclusively by energy reasons. Exposure to free market contracts reduces the impact on EGP.

Delta MA: Events in 2025 mainly caused by transmission outages and energy reasons. This asset daytime generation profile during the wind season has a larger overlap with periods of oversupply, increasing energy curtailment.

Ventos da Bahia and Assuruá:
Curtailment has increased due to a rise in electric system events, notably exceptional outages in the SIN. The state is more exposed to reliability constraints given its location near the Northeast–Southeast transmission bottleneck. The Assuruá complex is the most impacted, as its position in southern Bahia places it closer to key transmission constraints, leading to more frequent curtailment.



#	Asset	Connection	Energy Gross Profit Loss (2Q25)				Energy Gross Profit Loss (YTD)			
			Total	Energy	Electric.	Reliab.	Total	Energy	Electric.	Reliab.
1	Delta PI (Delta 1 and 2) 147.8 MW	Distribution: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426.0 MW	Transmission: SE Miranda II	15.8%	13.1%	0.0%	2.7%	11.5%	7.5%	2.7%	1.3%
2	Ventos da Bahia 1 66.0 MW	Distribution: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Ventos da Bahia 2 116.6 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II	7.3%	5.4%	1.5%	0.4%	10.0%	3.6%	5.6%	0.8%
2	Ventos da Bahia 3 181.5 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II								
3	Assuruá 1, 2 and 3 353.0 MW	Transmission: Assuruá 1 and 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	23.4%	14.2%	5.6%	3.6%	30.4%	10.0%	14.6%	5.9%
3	Assuruá 4 and 5 455.1 MW	Transmission: SE Gentio do Ouro II								
4	Gargaú 28.1 MW	Distribution: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Chuí 582.8 MW	Transmission: SE Santa Vitória do Palmar 2	0.7%	0.7%	0.0%	0.0%	0.6%	0.6%	0.0%	0.0%
Serena Brazil			7.3%	5.0%	1.2%	1.0%	7.7%	3.2%	3.3%	1.2%



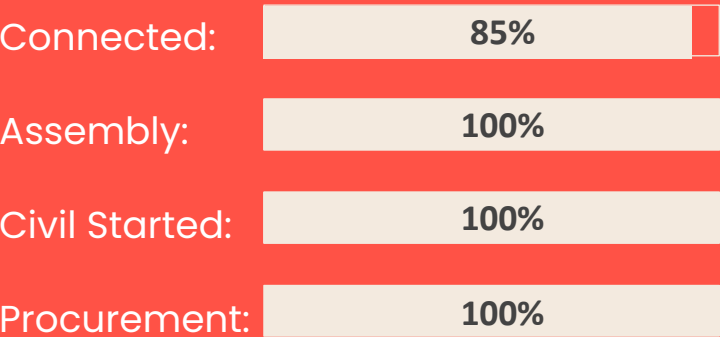
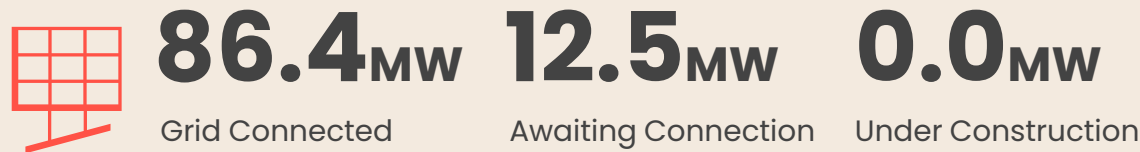
 **serena**

Delta Maranhão – 243.6 MW

Distributed Generation

SE, NE and MW (98,9 MWac¹)

85% of our plants have been connected to the grid, with the remaining ones still waiting for the distribution companies



Other Information:

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

Supplier: WEG

Load Factor: ~31%
(first year)

Full COD: 2025



Total Capex Estimate⁴:
R\$ 440 mm – R\$ 481 mm

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company currently holds 70%. 87 MW from the JV with Apolo (70%), 6,9 MW from other partnership (50%) and 5 MW from Serena's own investment. (100%). (2) Up to Q4 2024. Company's share. (3) First full year EBITDA for 100% of contracted capacity. Company's share. (4) Company's share.



UFV Avanhandava I



 serena

UFV Porangatu I

Current Development Pipeline

Key Metrics	On-going DG (Building and NTP)	Goodnight 2 (Ready to Build)	Hybrid Assuruá (Solar) (Late Stage)	Wind Pipeline (Late Stage)		Solar Pipeline (Mid + Early Stage)		Wind Pipeline (Mid + Early Stage)		Storage Pipeline (Early Stage)	Total
	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
Location	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Potential Capacity ¹	98.9 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)	37.8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Construction Start	June 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full COD	2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serena's Share ²	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Total CAPEX Estimate	R\$ 440 mm - R\$ 481 mm (Serena Share) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Deployed ²	R\$ 440 mm (Serena Share)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Funding	All phases: up to 80% (pending Fundo Clima and Finem from BNDES)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full Year EBITDA Expectation ³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Serena Share by 2026)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

MAIN INDICATORS

1

Profitability Summary

	Unit	2Q25	2Q24	Var.	1Q2025	Var.	1H25	1H24	Var.
Adjusted Energy Gross Profit ¹	R\$m	588.5	506.4	16%	506.9	16%	1,095.4	1,031.0	6%
Energy Gross Profit	R\$m	635.9	517.4	23%	547.3	13%	1,183.2	979.2	19%
Unit Gross Profit ²	R\$/MWh	249.7	219.6	14%	269.8	-7%	258.2	243.1	6%
Adjusted EBITDA ³	R\$m	421.6	335.4	30%	310.3	36%	731.9	703.1	4%
Adjusted EBITDA Margin ⁴	%	71.6%	66.2%	5 p.p.	61.2%	10.4 p.p.	66.8%	68.2%	-1.4 p.p.
EBITDA	R\$m	470.8	349.8	35%	354.4	29%	825.2	1,036.9	-22%
Adjusted Net Income (Losses) ³	R\$m	-60.6	-97.6	-53%	-176.5	-66%	-237.1	-202.1	17%
Net Income (Losses)	R\$m	-34.5	-102.6	-66%	-155.5	-68%	-190.0	32.9	-722%

2

Cash and Financing Summary

Adjusted Net Debt ¹	R\$m	8,608.6	8,682.5	-1%	8,593.7	0%	8,608.6	8,682.5	-1%
Net Debt	R\$m	8,725.0	8,784.0	-1%	8,729.6	0%	8,725.0	8,784.0	-1%
Adjusted Cash Balance ¹	R\$m	1,520.4	1,690.1	-10%	1,837.3	-17%	1,520.4	1,690.1	-10%
Cash Balance	R\$m	1,521.8	1,698.4	-10%	1,827.5	-17%	1,521.8	1,698.4	-10%
Adj. Cash Flow From Operations ¹	R\$m	375.5	279.5	34%	123.5	204%	499.0	532.4	-6%

Profitability Summary

P&L (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	1H25	1H24	Var.
Net Revenues	1,461.7	761.1	92%	2,618.0	1,449.0	81%
Energy Purchase net of Tax Credit	-825.8	-243.8	239%	-1,434.7	-469.8	205%
Energy Gross Profit	635.9	517.4	23%	1,183.2	979.2	21%
O&M	-74.2	-80.8	-8%	-187.6	-163.4	15%
Regulatory Charges	-40.2	-39.2	3%	-81.7	-71.2	15%
Administrative, Personnel and General Expenses	-45.6	-47.9	-5%	-85.3	-79.0	8%
Other Operating Income (Expenses)	-6.4	-3.2	103%	-8.1	365.0	-102%
Equity Income	1.3	3.4	-62%	4.6	6.4	-28%
EBITDA	470.8	349.8	35%	825.2	1,036.9	-20%
Depreciation and Amortization	-201.9	-190.2	6%	-404.2	-351.2	15%
EBIT	268.9	159.7	68%	421.0	685.8	-39%
Net Financial Result	-275.6	-244.3	13%	-564.9	-483.2	17%
EBT	-6.7	-84.7	-92%	-143.8	202.6	-171%
Income and Social Contribution Taxes	-27.8	-17.9	56%	-46.2	-169.6	-73%
Net Income (Losses)	-34.5	-102.6	-66%	-190.0	32.9	-677%

Adjusted Energy Gross Profit ¹ (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
Energy Gross Profit	635.9	517.4	23%	1,183.2	979.2	21%
Energy Gross Profit from JVs	1.0	4.7	-80%	2.3	78.0	-97%
Tax Equity Partner Allocation ²	-48.4	-15.7	208%	-90.2	-26.2	244%
Adj. Energy Gross Profit	588.5	506.4	16%	1,095.4	1,031.0	6%
Unit Gross Profit (R\$/MWh) ³	249.7	219.6	14%	258.2	243.1	6%

Adjusted Opex & Expenses ^{1,4} (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
Opex & Expenses	-165.1	-171.0	-3%	-358.1	51.3	-797%
(-) Non-recurring items	0.2	0.0	n.a.	0.2	-364.9	-100%
Opex & Expenses from JVs	-1.0	-0.6	74%	-3.9	-14.9	-74%
Tax Equity Partner Allocation ²	0.4	0.4	-16%	0.8	0.2	307%
Adj. Opex & Expenses	-165.6	-171.1	-3%	-360.9	-328.3	10%
Adj. Opex & Expenses (R\$/kW)	-69.7	-72.7	-4%	-84.3	-76.5	10%

Adjusted EBITDA ^{1,4} (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
EBITDA	470.8	349.8	35%	825.2	1,036.9	-20%
(-) Equity income	-1.3	-3.4	-62%	-4.6	-6.4	-28%
(-) Non-recurring items	0.2	0.0	n.a.	0.2	-364.9	-100%
EBITDA from JVs	0.0	4.3	-100%	0.5	63.1	-99%
Tax Equity Partner Allocation ²	-48.0	-15.3	213%	-89.4	-25.6	249%
Adj. EBITDA	421.6	335.4	26%	731.9	703.1	4%
Adj. EBITDA margin ⁵ (%)	71.6%	66.2%	0.1p.p.	66.8%	68.2%	0.0p.p.

Adjusted Net Income/Losses ^{1,4} (R\$ million)	2Q25	2Q24	2Q25	6M25	6M24	2Q24
Net Income (Losses) ex-Equity Income	-35.8	-106.0	-66%	-194.6	26.6	-832%
Non-recurring items	0.0	0.0	n.a.	0.0	-240.8	-100%
Tax Equity Partner Allocation ²	-48.0	-15.3	213%	-89.4	-25.6	249%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual	20.7	20.3	2%	42.2	31.4	35%
Net Income from JVs	2.5	3.4	-26%	4.6	6.4	-28%
Adjusted Net Income	-60.6	-97.6	-38%	-237.1	-202.1	17%

In 2Q25, Adjusted EBITDA^{1,4} was above 26% vs. 2Q24. In 1H25, the increase was 4% vs. 1H24.

ENERGY GROSS PROFIT (YoY analysis)

2Q25 YoY is mostly explained by better results from energy platform operations and gains from new contracts. Better production and improved performance of our energy platform enhanced EGP compared to 2Q24, even considering the one-off events of the same period of 2024 (i) the write-off of liabilities in acquired assets and (ii) a higher percentage of participation in PTC during the 1st year of operation of Goodnight 1.

2Q25 vs. 2Q24

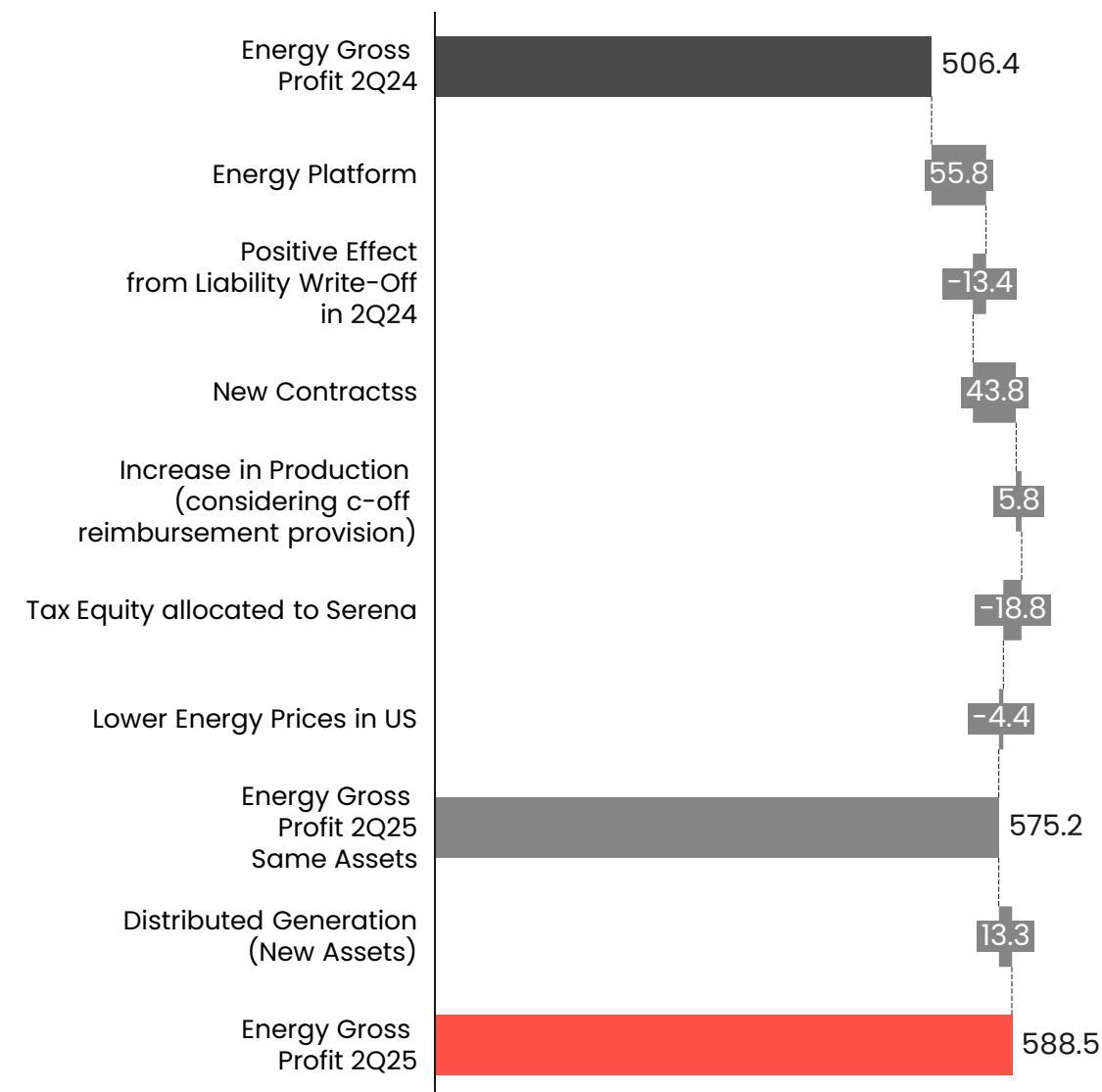
EGP¹ was up R\$ 82.1mm, 16% YoY mainly due to:

↑ **Addition of New Assets (Distributed Generation):** +R\$ 13.3 mm:

↑ **From Same Assets:** +R\$ 68.8 mm:

- Energy Platform: +R\$ 55.8 mm;
- Positive effect from liability write-off connected to post-acquisition restructuring in 2Q24: -R\$13.4 mm;
- Brazil portfolio mix (+R\$ 35.6 mm), mainly as an effect of
 - R\$ 29.8 mm gains from new contracts;
 - A R\$ 5.8 mm increase YoY in energy production figures, when considering electric c-off reimbursements.
- Goodnight 1 (-R\$ 9.2 mm), mainly due to:
 - PTC allocated to Serena: -R\$ 18.8 mm resulting from the end of the special allocation of PTCs towards Serena of 58%, compared to the regular allocation from now on of 99% towards the Tax Equity Partner;
 - R\$ 14 mm gains from new contracts;
 - -R\$ 4.4 mm lower energy prices in US.

ENERGY GROSS PROFIT¹ (YoY analysis) – Build Up



UNIT GROSS PROFIT (YoY analysis)

The YoY variation in 2Q25 is mainly explained by higher results in the Energy Platform, due to commercialization gains, negotiation of new contracts and results from Distributed Generation (new assets).

2Q25 vs. 2Q24

Gross Profit per Unit¹ increased by R\$ 30.1/MWh, reaching R\$ 249.7/MWh, an increase of 14% y/y, mainly due to:

↑ Energy Balance Surpluses: +R\$ 18.1/MWh;

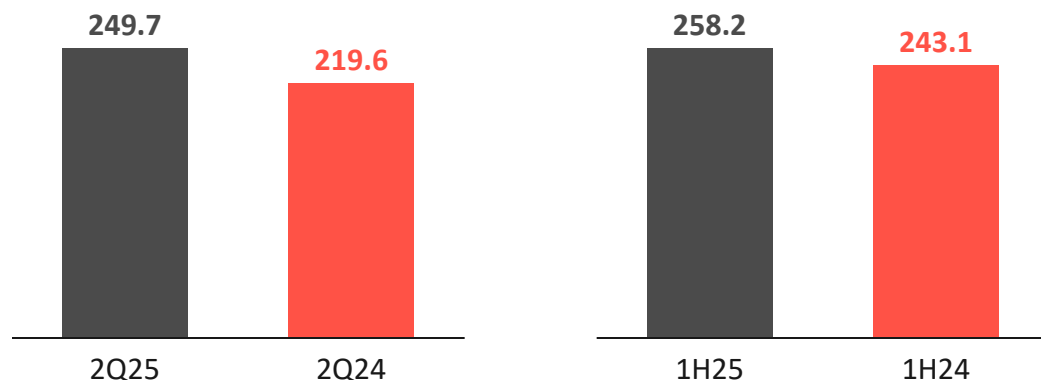
↑ Energy Platform Margins: +R\$ 24.5/MWh;

↑ Energy production from the same assets considering curtailment reimbursement provision: +R\$ 2.5/MWh;

↓ Positive effect of restructuring liabilities in the acquisition of assets in 1Q24: -R\$ 5.7/MWh;

↓ Lower prices for new assets, mainly due to the contractual and expected change in the allocation of PTCs in Goodnight: -R\$ 9.8/MWh.

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



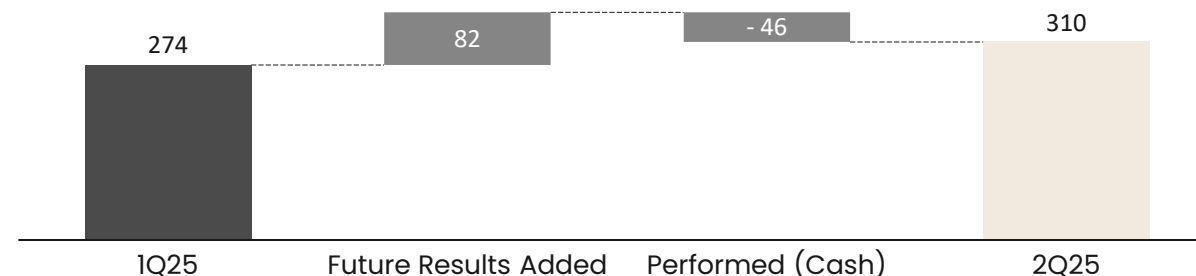
ENERGY PLATFORM

Energy Gross Profit reached **R\$ 70 mm** in 2Q25 (**2,984.3 GWh** of energy sold), an increase of R\$ 55.8 mm YoY, reflecting a solid commercial strategy focused on price optimization and contract flexibility. Proactive portfolio management also contributed to mitigating market fluctuations and enhancing returns from structured positions. Gross profit from future positions also increased R\$ 12.4 mm YoY, reaching R\$ 23.6 mm, supported by improved negotiation dynamics and long-term partnerships.

Realized Energy Gross Profit – Free Market

Currently we have R\$ 310 mm in Realized Energy Gross Profit in the Energy Platform that will be converted in cash in the next 10 years (R\$ 228 mm in the next 3 years).

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



EBITDA¹ (YoY analysis)

The year-on-year change in EBITDA is mainly due to the increase in Gross Energy Profit during the quarter coupled with continuous tight control over costs and expenses. We also have positive effects from new contracts, partially offset by the reduction in Serena's PTC percentage in 2025.

2Q25 vs. 2Q24

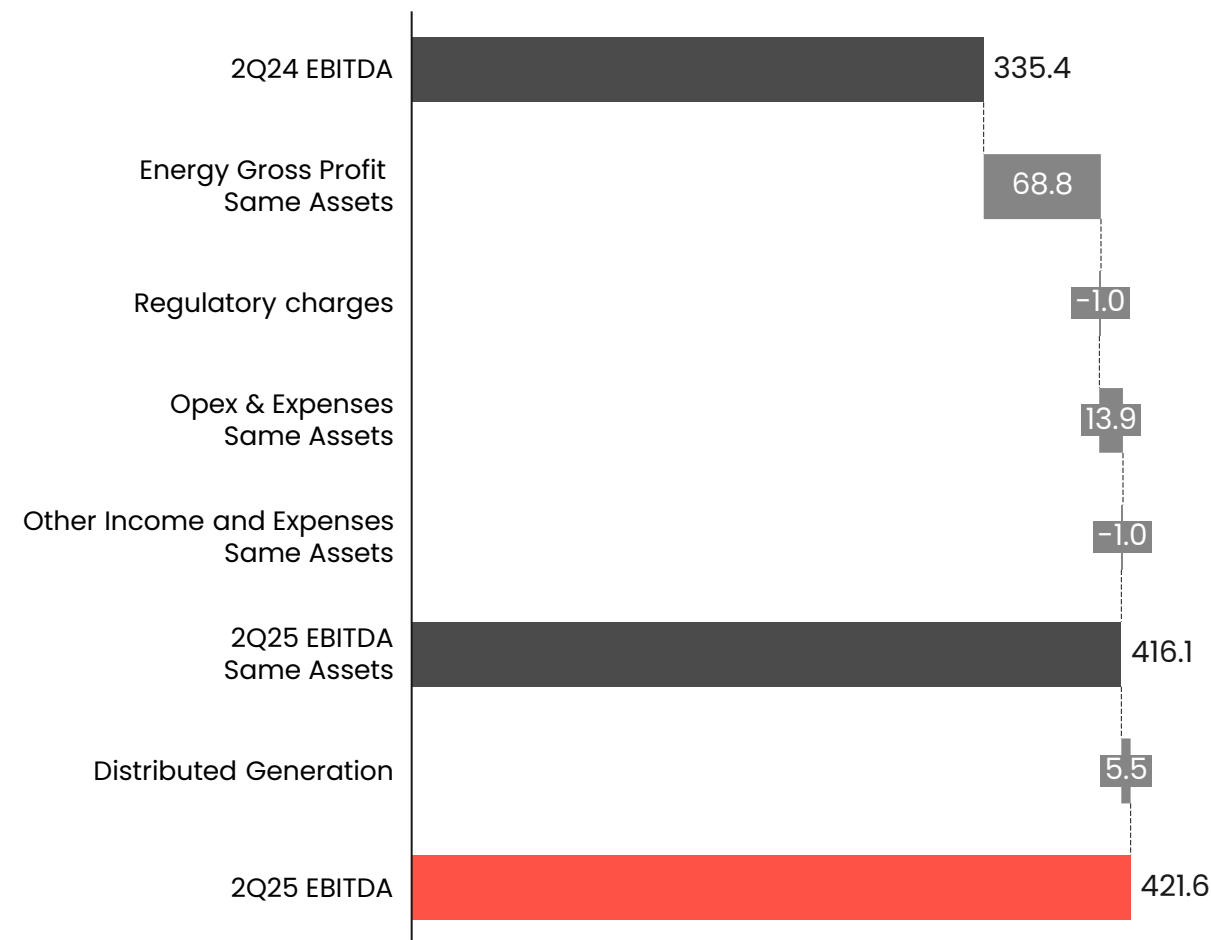
EBITDA¹ increased by R\$ 86.2 million, representing a 26% year-on-year increase, mainly due to:

- ↑ Impact of these assets explained in Energy Gross Profit ([page 20](#)): +R\$ 68.8 million;
- ↑ Reduction in Opex & Expenses: +R\$ 13.9 million;
- ↑ Change in new Distributed Generation assets: +R\$ 5.5 million;
- ↓ Negative variation in regulatory charges y/y: -R\$ 1.0 million;
- ↓ Negative effect on Other Income and Expenses: -R\$ 1.0 million.

Opex & Expenses¹ for the same assets decreased by R\$ 13.9 million, mainly due to:

- ↑ Savings in personnel and improvement in expected reimbursement of O&M contracts FSA y/y: +R\$17.1 million;
- ↓ Higher expenses in 2Q25 with asset maintenance, mainly in Deltas and Bahia: -R\$ 6.4 million.

EBITDA¹ (YoY analysis) – Build Up



NET FINANCIAL RESULTS (YoY analysis)

Financial result¹ reached –R\$ 254.3 million, representing a 12% decrease compared to 2Q24 and a 5% improvement compared to 1Q25:

The YoY change in Net Financial Result is mainly related to macroeconomic effects on debt indexes, while adj. net debt increased by R\$ 15 million quarter-on-quarter.

Due to the significant investment program completed in 2023, which resulted in an increase in our installed capacity, Adjusted Gross Debt peaked in 4Q23 (~R\$ 11.0 billion). Since then, it has been on a downward trajectory, reaching ~R\$ 10.25 billion in 2Q25.

KPIs (R\$ million)	2Q2025	2Q2024	Var.	1Q2025	Var.	1H25	1H24	Var.
Financial Income	49.4	35.0	41%	51.1	4%	100.5	61.9	62%
Interest from investments	48.0	30.7	56%	49.2	3%	97.2	56.0	74%
Other	1.4	4.3	–67%	1.9	35%	3.3	5.9	–44%
Financial Expenses	–324.9	–279.4	–14%	–340.4	5%	–665.4	–545.1	–18%
Interest on loans	–291.5	–248.8	–17%	–300.1	–5%	–591.5	–474.7	–25%
Other	–33.5	–30.6	–9%	–40.3	307%	–73.8	–70.4	–5%
Net Financial Result	–275.6	–244.4	–11%	–289.3	5%	–564.9	–483.2	–14%
Net Financial Results from JVs	0.6	–0.6	–199%	0.2	207%	0.8	–26.6	–103%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual	20.7	20.3	2%	21.6	4%	42.2	31.4	35%
Adjusted Net Financial Results	–254.3	–224.7	–12%	–267.5	5%	–521.8	–478.4	–8%

NET INCOME (YoY analysis)

Adjusted Net Income for 2Q25 was R\$ 37 million higher than in 2Q24. The variation is mainly due to an increase of R\$ 111.4 million in EBIT, partially offset by an increase of R\$ 31.2 million in net financial expenses.

Compared to 1Q25, the increase in Adjusted Net Income is mainly due to the seasonality of the portfolio.

Adjusted Net Income¹ consists of:

- A. IFRS tax equity adjustments:
- Tax Equity Partner Allocation² and 5% distribution of GNI EBITDA: –R\$ 48 million;
 - Accrued interest on Tax Equity: +R\$ 20.7 million;
 - Net Income from JVs: +R\$ 1.3 million.

KPIs (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	1Q25	Var.	1H25	1H24	Var.
EBIT ex-Equity Income	267.6	156.2	71%	148.9	70%	416.4	679.4	–39%
Net Financial Result	–275.6	–244.4	–11%	–289.3	–5%	–564.9	–483.2	–14%
EBT	–8.0	–88.2	1000%	–140.4	–94%	–148.5	196.2	–176%
Income and social contribution taxes	–27.8	–17.9	56%	–18.3	52%	–46.2	–169.6	–73%
Net Income (Losses) ex-Equity Income	–35.8	–106.0	196%	–158.8	–68%	–194.6	26.6	–832%
(–) Non-recurring items	0.0	0.0	n.a.	0.0	n.a.	0.0	–240.8	–100%
Tax Equity Partner Allocation	–48.0	–15.3	–68%	–41.4	–16%	–89.4	–25.6	–71%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual	20.7	20.3	2%	21.6	–4%	42.2	31.4	35%
Net Income from JVs	2.5	3.4	–26%	2.1	21%	4.6	6.4	–28%
Adjusted Net Income (Losses)¹	–60.6	–97.6	61%	–176.5	191%	–237.1	–202.1	–15%

Cash & Financing Summary

Indebtedness (R\$ million)	2Q2025	1Q2025	Var.	4Q2024	Var.
Gross Debt (in BRL)	9,266.6	9,540.5	-3%	9,438.3	-2%
Gross Debt (in foreign currency)	2,047.0	2,167.3	-6%	2,375.2	-13%
Total Gross Debt before Tax Equity Offset	11,313.6	11,707.8	-3%	11,813.5	-4%
Transaction Costs	-81.2	-85.5	-5%	-77.4	5%
Total Gross Debt before Tax Equity Offset (net of transactions costs)	11,232.4	11,622.2	-3%	11,736.1	-4%
(-) Tax Equity Offset	-985.6	-1,065.1	-6%	-1,169.3	-14%
Total Gross Debt	10,246.9	10,557.1	-3%	10,566.8	-3%
(-) Total Cash	1,521.8	1,827.5	-17%	1,915.6	-21%
Cash and Equivalents	1,008.8	1,247.2	-19%	1,428.0	-29%
Restricted Cash	513.0	580.4	-12%	487.7	5%
Net Debt	8,725.0	8,729.6	0%	8,651.2	1%

Adjusted Net Debt ¹	2Q2025	1Q2025	Var.	4Q2024	Var.
Net Debt	8,725.0	8,729.6	0%	8,651.2	1%
Net Debt from JVs	10.7	-12.4	-186%	9.2	16%
Gross Debt from JVs	0.0	0.0	n.a.	0.3	-100%
(-) Total Cash from JVs	-10.7	12.4	-186%	9.2	-216%
(-) Arco Energia Net Debt (JV with Apolo)	127.2	123.4	3%	121.2	5%
Adjusted Net Debt¹	8,608.6	8,593.7	0%	8,539.2	1%

Avg. Nominal Cost and Term ²	2Q2025	1Q2025	Var.	4Q2024	Var.
Debt Cost (%)	9.86%	10.12%	-25 bps	9.47%	39 bps
Term (years)	5.0	5.1	-0.1 years	4.9	0.1 years

Other Credit Metrics	2Q2025	1Q2025	Var.	4Q2024	Var.
Operational Arm (Serena Geração)					
Net Debt/EBITDA (LTM) - Covenant	3.3x	3.6x	-9%	2.4x	37%
Adj. Net Debt/EBITDA ¹ (LTM)	3.3x	3.6x	-8%	2.9x	12%
Operational + Development Arm (Serena Energia)					
Adj. Net Debt/EBITDA ¹ (LTM)	4.4x	4.5x	-3%	4.4x	-1%

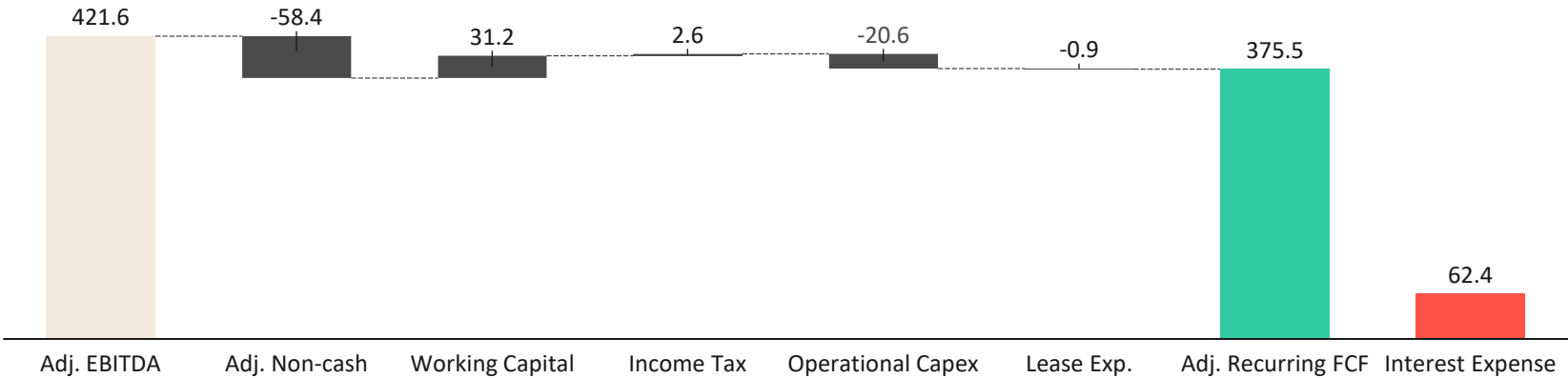
In 2Q25, Adjusted Net Debt¹ was R\$ 8.61 billion. Net Debt / EBITDA LTM of the operational arm was 3.3x, a reduction of 0.3x QoQ and increase of 0.4x compared to 4Q24.

Free Cash Flow

Free Cash Flow Analysis (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	6M25	6M24	Var.
EBITDA adj.	421.6	335.4	26%	731.9	703.1	4%
Non-cash Adj.	-58.4	-16.8	248%	-72.8	-66.8	9%
Working Capital	31.2	34.0	-8%	-92.7	10.5	-985%
Income Taxes	2.6	-20.6	-113%	-21.8	-38.6	-44%
Capex Ex-Growth	-20.6	-47.6	-57%	-36.5	-65.5	-44%
Lease Expenses	-0.9	-5.0	-83%	-9.1	-10.4	-12%
Recurring Free Cash Flow	375.5	279.5	34%	499.0	532.4	-6%
Growth Capex	-13.0	-36.0	-64%	-77.6	-93.7	-17%
Free Cash Flow	362.5	243.5	49%	421.5	438.7	-4%
Cash Interest Expenses	-62.4	-214.6	-71%	-268.9	-575.8	-53%
EBITDA to Operational CF conversion	89%	83%	6 p.p.	68%	76%	-8 p.p.
% of Op. CF to Interest Expenses	-17%	-77%	60 p.p.	107%	140%	-34 p.p.

In 2Q25, our recurring adj. Free Cash Flow¹ was R\$ 375.5 mm. This resulted in an EBITDA to free cash flow conversion of 89%.

2Q25 EBITDA to FCF Bridge (R\$ mm)



INDEBTEDNESS

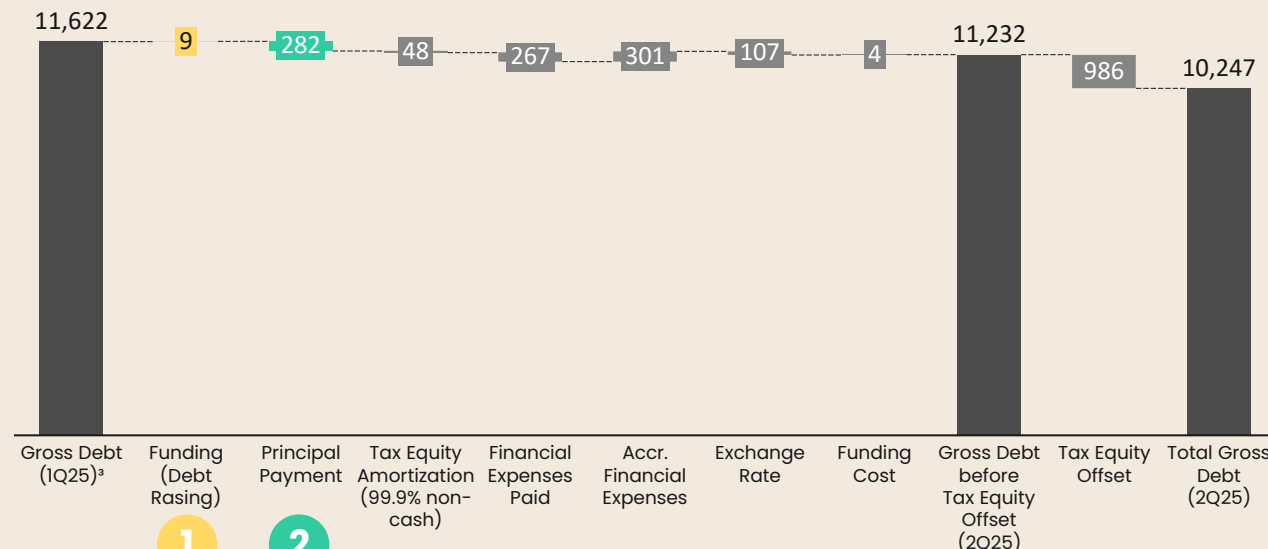
Adjusted Net Debt¹ reached R\$ 8,608.6 mm, 1% above 4T24 (~R\$ 87.6 mm) and 0.2% above 1Q25 (~R\$ 72.8 mm).

The increase in net debt q/q due to cash consumption in the quarter was partially offset by R\$ 87 million in positive impacts from FX variation. On a y/y basis, adjusted net debt increased slightly, mainly due to the end of the investment cycle in GD, combined with some working capital effects and interest payments.

Indebtedness Breakdown

Indebtedness (R\$ million)	2Q2025	1Q2025	Var.	4Q2024	Var.
BNDES	2,309.2	2,342.8	-1%	2,379.1	-3%
Debêntures	4,500.2	4,698.6	-4%	4,555.0	-1%
BNB	1,653.2	1,684.9	-2%	1,700.9	-3%
CCB	0.0	0.0	n.a.	0.0	n.a.
FDNE	804.0	814.2	-1%	803.4	0%
Gross Debt (in BRL)	9,266.6	9,540.5	-3%	9,438.3	-2%
Offshore Loan	854.6	884.2	-3%	971.3	-12%
Bridge Loan	0.0	0.0	n.a.	0.0	n.a.
Term Loan	194.9	206.5	-6%	222.7	-12%
Tax Equity	985.6	1,065.1	-6%	1,169.3	-14%
Resolution 4131 / Promissory Note	12.0	11.5	5%	11.8	2%
Gross Debt (in Foreign Currency)	2,047.0	2,167.3	-5%	2,375.2	-13%
Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,313.6	11,707.8	-3%	11,813.5	-4%
(-) Transaction Costs	-81.2	-85.5	-5%	-77.4	5%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transaction Costs)	11,232.4	11,622.2	-3%	11,736.1	-4%
Tax Equity Offset	-985.6	-1,065.1	-7%	-1,169.3	-14%
Total Gross Debt	10,246.9	10,557.1	-3%	10,566.8	-3%
(-) Total Cash	1,521.8	1,827.5	-17%	1,915.6	-21%
Net Debt	8,725.0	8,729.6	0%	8,651.2	1%
(-) Net Debt from JVs	-10.7	12.4	-186%	8.9	-216%
(-) Arco Energia's Net Debt ²	127.2	123.4	3%	121.2	5%
Adjusted Net Debt	8,608.6	8,593.7	0%	8,521.0	1%

Changes in Indebtedness (2Q25) – in million reais



1

Funding (Debt Raisings):

↑ ~R\$ 9 mm of FDNE;

2

Principal Payments:

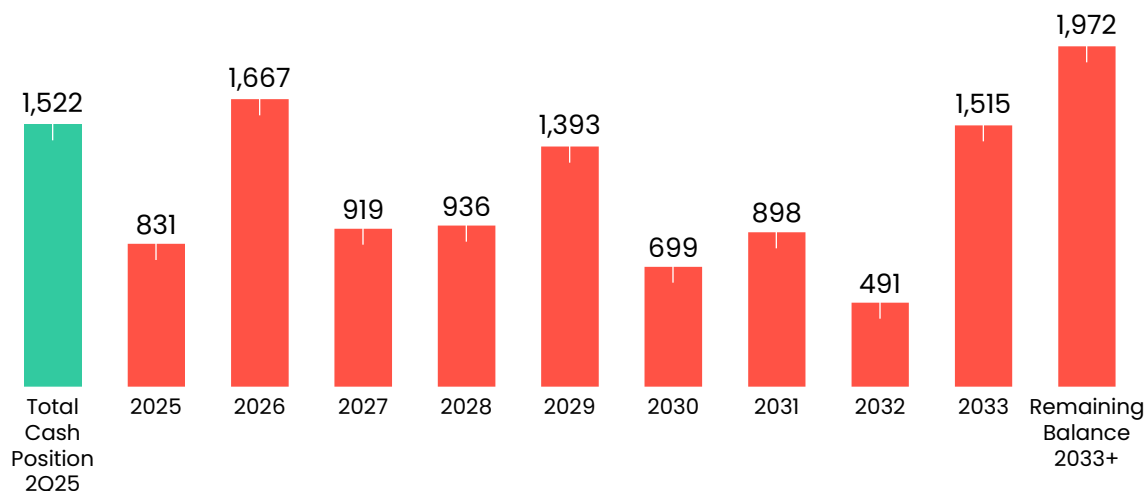
↓ ~R\$ 146.6 mm of Serena Geração Debentures;

↓ ~R\$ 135.5 mm of SG³ + SD⁴ consolidated debt.

Principal Amortization Curve (in million Reais)

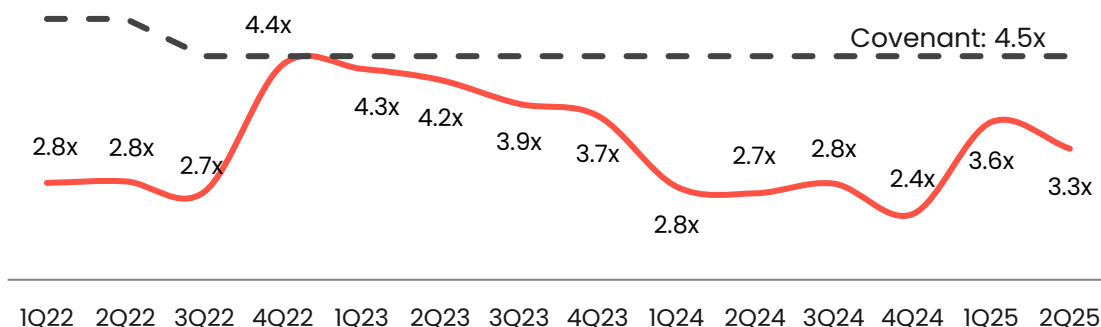
Operational + Development Arm¹

Amortization schedule as of 30-Jun-2025



Net Debt / EBITDA

Operational Arm (Serena Geração)



2025 Financing Plan

Our Adj. Net Debt reached R\$ 8.6 billion while our Net Debt / Adj. EBITDA reached 4.4x, and the same KPI reached 3.3x for the operational as the ramp-up from the new assets continues to reduce our leverage.

Throughout 2025, we have:

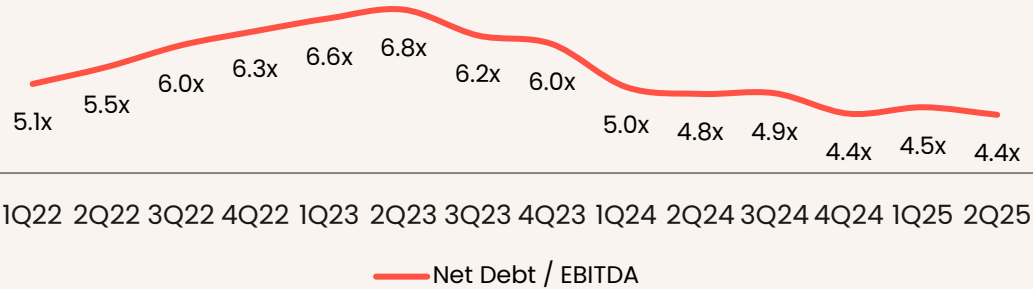
- ✓ Issued a debenture of R\$ 680 million in two tranches – 2030 and 2031 – and another R\$ 120 million was issued with a 2035 maturity. **The two debentures issued were rollovers of existing debt at a better cost and longer duration.**

We are still working on possible optimization in:

- 1 Take-out of Arco Energia's Construction Loan to new LT debt issued by local development banks;
- 2 After postponing the maturity of the Serena Power bridge loan until 2026, the company is still exploring the best alternatives to either pay down the debt, or to any alternatives that could have longer maturities.

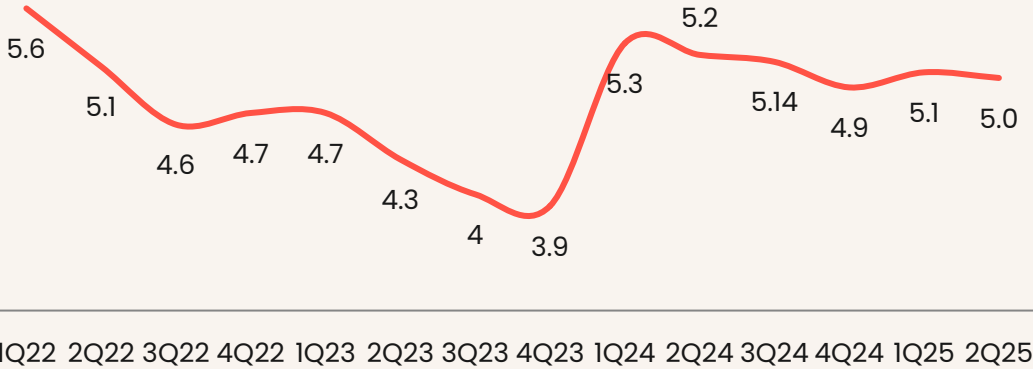
Consolidated Net Debt / EBITDA¹

(as of Jun. 30, 2025)



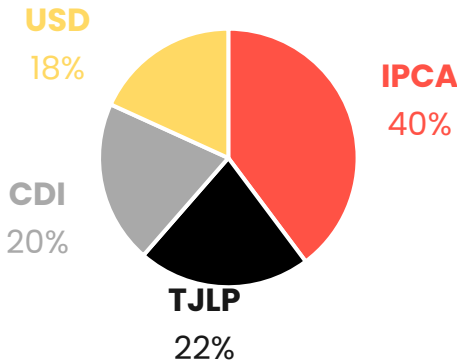
Average Term (years)

Operational + Development Arm (Serena Energia)



Debt Indexes Breakdown

(as of Jun. 30, 2025)



Debt Position²

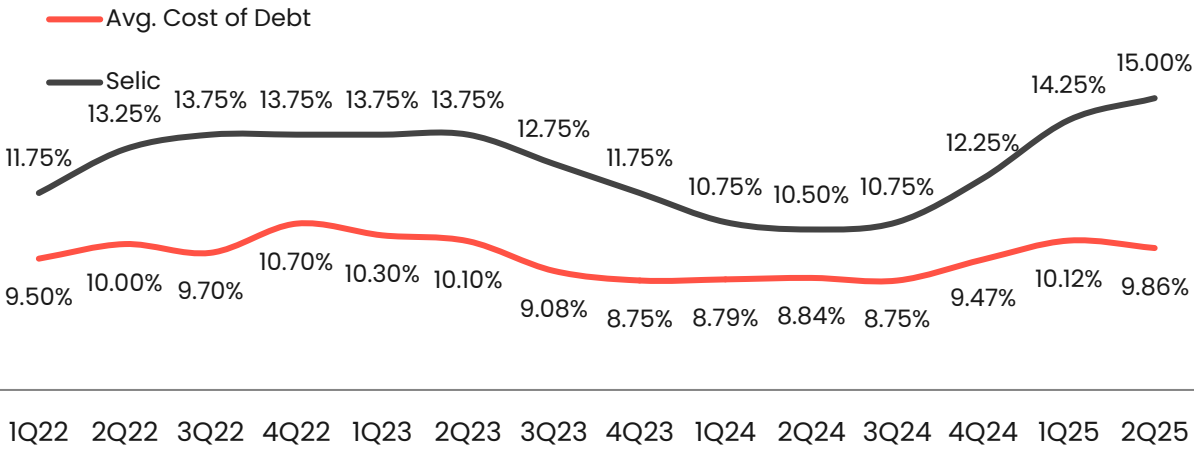
(as of Jun. 30, 2025)

Average term:
5.0 Years (↓ 0.1 year QoQ)

Average nominal cost:
9.9% p.y (↓ 25bps QoQ)

Average Nominal Cost of Debt (%)³

Operational + Development Arm (Serena Energia)



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

CASH POSITION (as of June 30, 2025) – QoQ analysis¹

Total Cash² decreased R\$ 307.1 mm to R\$ 1.52 billion, a 17% reduction QoQ:

- **Inflows** reached a total of R\$ 299.6 mm from which R\$ 290.9 mm were operational.
- **Outflows** were R\$ 589.3 mm Debt service represented the main cash outflow in the period (R\$551.0 mm). Capex was concentrated on recurring investments (R\$29.9 mm), with R\$15.4 mm allocated to project development.

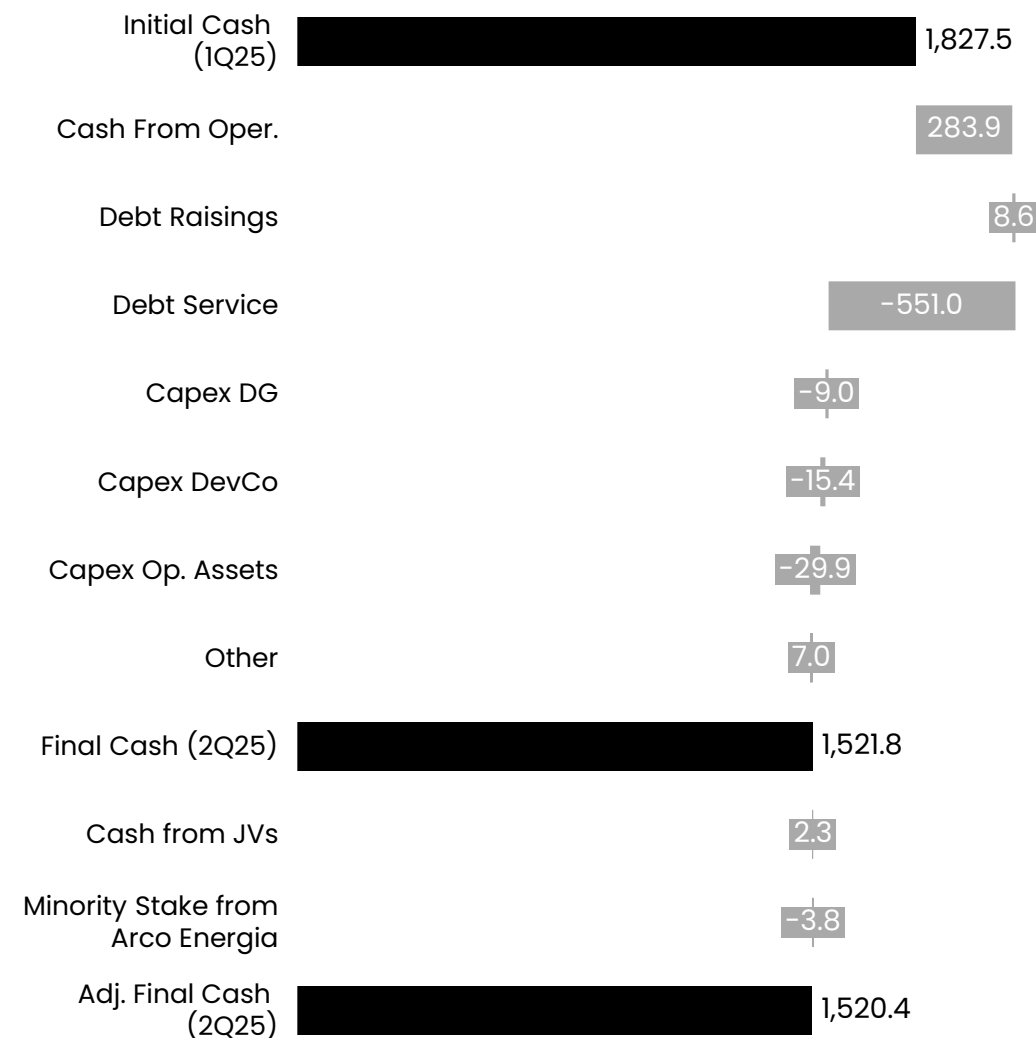
CAPEX BREAKDOWN

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

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

Project-level Capex: Related to all expenditures of specific projects of new assets being implemented.

2Q25 x 1Q25 – Cash Position (R\$ million)



Quarter Highlights



Instituto Janela para o Mundo¹

- From January to June 2025, we have already **enrolled more than 1,800 students in the courses offered by the Institute**;
- **45 students** from the higher education preparatory classes have been accepted into universities;
- **11 students entered the job market**, all with formal employment contracts;
- **6 new public schools in partnerships** in Bahia, Piauí and Maranhão;
- The Olympic Center of the Instituto Janela para o Mundo in Piauí obtained **28 awards** at the Mandacaru Mathematics Olympiad and also stood out in the Astronomy and Rockets Olympics, with **7 students** classified for national and international stages;
- **The 2024 Activity Report** is now live and available on the website. More than numbers, the material shares stories, results and the paths taken to expand opportunities through education and income generation.

People Development

- **Leadership Training**: We started the Insper Executive Education Program, aimed at 30 company leaders and specialists, reinforcing our commitment to excellence in management.
- **Intern Development**: We presented the development path for interns, focusing on essential themes such as Collaboration, Protagonism and Self-knowledge.
- **Sales Academy 2025**: We started the 2025 edition of the Sales Academy, with strategic content aimed at improving the sales process.
- **Digital Capacity Building**: We executed the digital automation path, democratizing access to tools and knowledge that drive digital transformation across the company.

Climate Strategy

With the power Generation of **2,365.2 GWh** of clean energy in 2Q25, **67.5 tons of CO2 per GWh were avoided.** ⁴

Notas: (1) Janela was born in 2017 as a private social investment program by Serena Energia and, in 2022, was transformed into an institute – a non-profit association – focusing on education and income generation. To find out more, visit <https://janelaparaomundo.org/>. (2) We use as a reference the emission data provided by MCTI (2024, Brazil) and the first quarter data provided by Electricity Maps (2025, USA), therefore, the data may be subject to change.

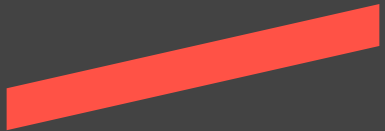
[Click here to](#)
**Be part and share
energy prosperity**



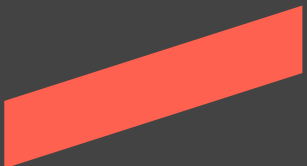
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Financial Statements & Operating Data



Assets (R\$ million)	2Q25	1Q25	2Q24
Current Assets			
Cash and cash equivalents	1,008.8	1,247.2	1,347.3
Trade accounts receivable	731.0	614.8	381.0
Recoverable assets	197.0	190.8	193.9
Related parties	8.0	11.8	10.4
Energy futures contracts ¹	842.5	1,017.6	242.9
Other	287.8	287.2	137.1
Total current assets	3,075.0	3,369.4	2,312.7

Non-current assets			
Restricted Cash	513.0	580.4	351.1
Trade accounts receivable	24.4	20.4	19.3
Recoverable Taxes	42.1	39.8	28.6
Related Parts	73.5	71.3	60.7
Deferred IRPJ and CSLL	2.6	3.4	3.6
Energy futures contracts	602.7	602.1	414.8
Others	93.9	94.5	88.7
Total	1,352.1	1,411.9	966.8

Investments	56.1	61.2	57.7
Property, plant and equipment	13,328.8	13,546.0	13,612.5
Intangible assets	2,234.4	2,280.4	2,396.3
Total	15,619.2	15,887.6	16,066.6

Total non-current assets	16,971.4	17,299.5	17,033.4
---------------------------------	-----------------	-----------------	-----------------

Total assets	20,046.3	20,668.9	19,346.1
---------------------	-----------------	-----------------	-----------------

Liabilities and Equity (R\$ million)	2Q25	1Q25	2Q24
Current liabilities			
Trade accounts payables	392.0	333.0	273.8
Loans, financing and debentures	1,399.5	1,272.1	2,466.2
Labor and tax obligations	167.8	153.1	127.4
Lease liabilities	12.9	14.0	14.7
Related parts	5.3	2.0	23.0
Energy futures contracts	749.4	909.3	197.1
Accounts Payable on acquisition	6.0	5.9	68.0
Others	180.5	207.2	40.4
Total current liabilities	2,913.4	2,896.6	3,210.5

Non-current liabilities			
Trade accounts payables	-	-	120.4
Loans, financing and debentures	9,832.9	10,350.1	9,076.7
Lease liabilities	338.8	346.7	206.1
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	528.8	529.2	544.7
Energy futures contracts	338.3	384.8	220.2
Accounts Payable on acquisition	93.3	97.9	88.6
Others	548.1	551.8	511.3
Total non-current liabilities	11,680.2	12,260.4	10,767.8
Total liabilities	14,593.6	15,157.0	13,978.3

Equity			
Capital	4,439.4	4,439.4	4,439.4
Treasury shares	-0.3	-0.3	-0.3
Capital reserves	176.0	176.0	176.1
Profit Reserves	952.5	952.5	653.0
Equity valuation adjustments	7.4	32.0	10.4
Retained earnings	-191.9	-155.8	35.1
Total	5,382.9	5,443.6	5,313.6
Participation of non-controlling shareholders	69.9	68.3	54.2
Total Equity	5,452.8	5,511.9	5,367.8

Total liabilities and equity	20,046.3	20,668.9	19,346.1
-------------------------------------	-----------------	-----------------	-----------------

P&L (R\$ millions)	2Q25	2Q24	Var	1Q25	Var	1H25	1H24	Var
Revenue	1,461.7	761.1	92%	1,156.3	25%	2,618.0	1,449.0	80%
Operating and maintenance costs of energy	-946.5	-358.0	162%	-763.8	24%	-1,710.3	-693.5	147%
General Expenses and administratives	-45.6	-53.6	2%	-39.7	15%	-85.3	-89.9	-5%
Other revenues and operational expenses	-0.1	-3.2	-107%	-1.6	-113%	-1.8	365.0	-100%
Equity Method	1.3	3.4	-62%	3.3	-60%	4.6	6.4	-28%
EBITDA	470.8	349.8	35%	354.4	29%	825.2	1,036.9	-22%
Depreciation and Amortization	-201.9	-190.2	6%	-202.3	0%	-404.2	-351.2	15%
EBIT	268.9	159.7	68%	152.1	67%	421.0	685.8	-41%
Net financial result	-275.6	-244.3	13%	-289.3	-5%	-564.9	-483.2	17%
<i>Financial Revenue</i>	<i>49.4</i>	<i>35.0</i>	<i>41%</i>	<i>51.1</i>	<i>-3%</i>	<i>100.5</i>	<i>61.9</i>	<i>62%</i>
<i>Financial Expenses</i>	<i>-324.9</i>	<i>-279.4</i>	<i>16%</i>	<i>-340.4</i>	<i>-5%</i>	<i>-665.4</i>	<i>-545.1</i>	<i>22%</i>
EBT	-6.7	-84.7	-92%	-137.1	-84%	-143.8	526.1	-130%
Tax	-27.8	-17.9	56%	-18.3	52%	-46.2	-169.6	-73%
Net Income	-34.5	-102.6	-66%	-155.5	-68%	-190.0	32.9	-722%

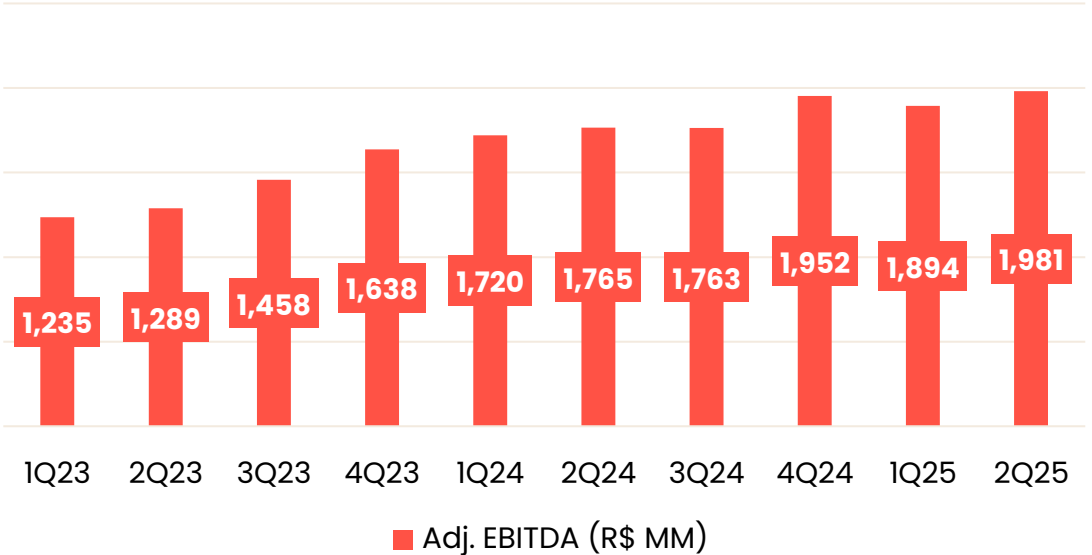
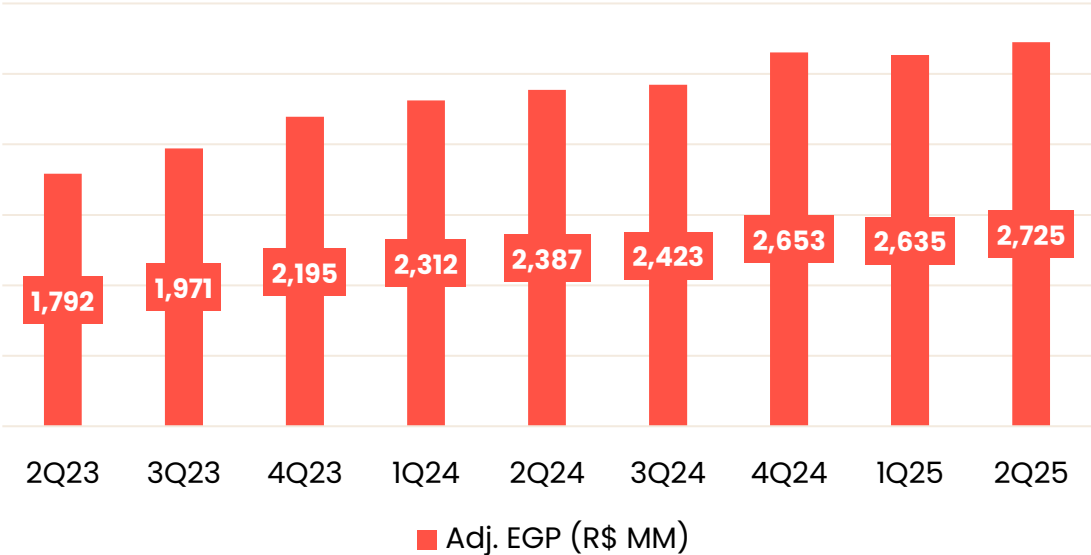
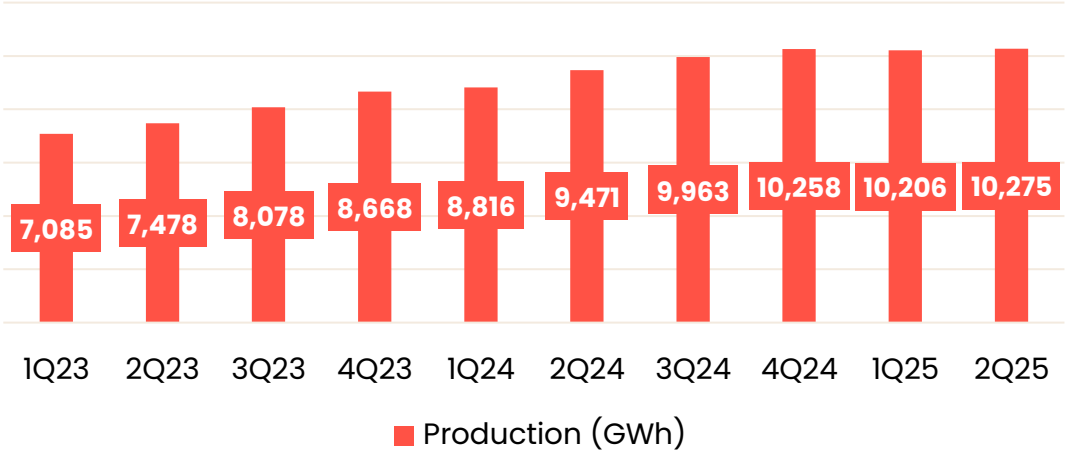
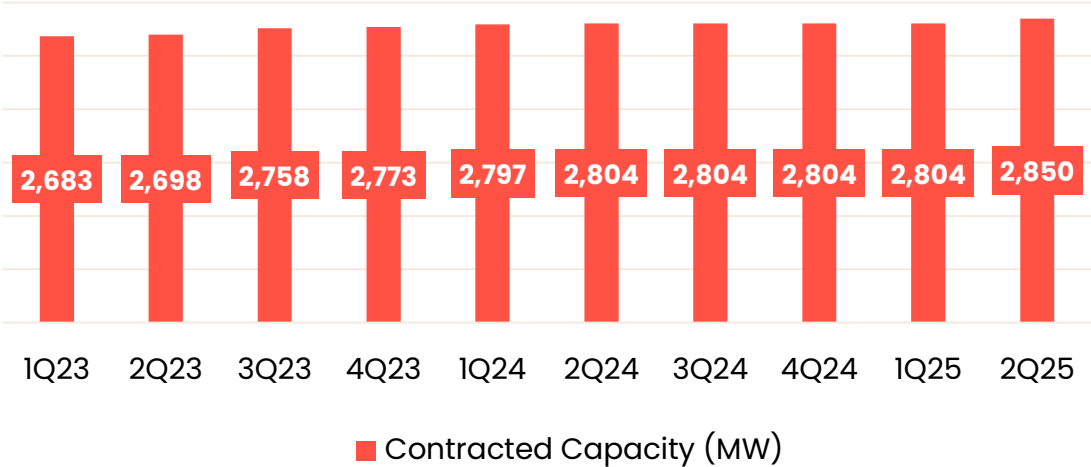
Cash Flows (R\$ million)	2Q25	2Q24	Var.	1Q25	Var.	1H25	1H24	Var.
EBT	-6.7	-92.8	-93%	-137.1	-95%	-143.8	202.6	-171%
Adjustments	352.6	459.3	-20%	469.5	-22%	822.1	385.6	117%
Δ Working Capital	-78.4	-64.9	21%	-138.9	-44%	-217.3	-1.2	17709%
Dividend received	10.2	0.0	n.a.	0.0	n.a.	10.2	3.9	163%
Interest paid	-268.6	-213.7	26%	-206.1	30%	-474.7	-574.0	-17%
Federal income tax paid	-21.4	-17.8	20%	-24.4	-12%	-45.9	-38.2	20%
Cash flow from operating	-12.3	70.0	-118%	-37.1	-67%	-49.4	-21.3	132%
Acquisition of investments	-0.6	0.0	n.a.	0.0	n.a.	-0.6	233.4	-100%
CAPEX	-54.1	-166.9	-68%	-77.9	-31%	-132.1	-249.1	-47%
Marketable securities –	113.9	59.4	92%	-49.4	-331%	64.5	-0.3	-25294%
Cash flow from investing	59.2	-107.5	-155%	-127.4	-146%	-68.2	-16.0	327%
Debt Raising	8.6	448.9	-98%	795.6	-99%	804.3	2,412.9	-67%
Amortizations	-282.5	-266.8	6%	-804.1	-65%	-1,086.6	-1,990.7	-45%
Capital contribution from non-controlling	0.0	9.9	-100%	2.7	-100%	2.7	19.4	-86%
Leases paid	-9.7	-5.5	77%	-8.6	14%	-18.3	-10.9	68%
Cash flow from financing	-283.5	186.4	-252%	-14.3	1877%	-297.9	430.7	-169%
Net increase (decrease) in	-236.7	148.9	-259%	-178.8	32%	-415.4	393.4	-206%
Cash and cash equivalent at	1,247.2	1,198.4	4%	1,428.0	-13%	1,428.0	950.2	50%
Exchange rate variation	-1.7	3.2	-152%	-2.1	-19%	-3.7	3.7	-200%
Cash and cash equivalent at	1,008.8	1,347.3	-25%	1,247.2	-19%	1,008.8	1,347.3	-25%

Balance Sheet – 100% view

Assets (R\$ million)	2Q25	1Q25	2Q24
Current assets			
Cash and cash equivalents	4.5	20.7	10.2
Trade accounts receivable	0.5	0.7	3.4
Other	6.9	3.7	2.1
Total current assets	11.9	25.1	15.7
Non-current assets			
Restricted Cash	0.0	3.6	3.3
Other credits	1.4	1.3	1.2
Property, plant and equipment	79.8	80.5	81.5
Intangible assets	7.1	7.2	7.8
Total non-current assets	88.2	92.7	93.8
Total assets	100.0	117.8	109.5
Liabilities and Equity (R\$ million)	2Q25	1Q25	2Q24
Current liabilities			
Trade accounts payable	0.3	0.4	0.6
Loans, financing and debentures	0.0	0.0	3.9
Labor and tax obligations	1.1	1.9	1.0
Other obligations	0.3	7.6	0.6
Total current liabilities	1.7	9.9	6.1
Non-current liabilities			
Loans, financing and debentures	0.0	0.0	0.0
Other obligations	0.3	0.2	0.3
Total non-current liabilities	0.3	0.2	0.3
Total liabilities	2.0	10.1	6.4
Equity			
Capital	41.4	41.4	41.4
Profit reserves	49.0	61.7	47.7
Retained earnings	7.7	4.7	14.1
Total equity	98.0	107.7	103.1
Total liabilities and equity	100.0	117.8	109.5

Income Statement – 100% view

P&L (R\$ millions)	2Q25	2Q24	Var.	1Q25	Var.	1H25	1H24	Var.
Revenues	5.9	9.3	-36%	7.0	-15%	12.9	19.4	-33%
Total costs and expenses	-1.9	-1.2	62%	-1.4	36%	-3.3	-2.7	20%
EBITDA	4.0	8.2	-50%	5.6	-27%	9.6	16.6	-42%
Depreciation and amortization	-1.0	-1.1	-1%	-1.0	0%	-2.1	-2.0	4%
EBIT	3.0	7.1	-58%	4.5	-34%	7.5	14.6	-49%
Net financial result	0.2	0.1	134%	0.6	-62%	0.8	0.2	382%
Financial income	0.3	0.2	52%	0.6	-47%	0.9	0.4	115%
Financial expenses	-0.1	-0.1	-15%	0.0	1229%	-0.1	-0.2	-60%
EBT	3.2	7.2	-55%	5.1	-37%	8.3	14.8	-44%
Income taxes	-0.2	-0.4	-36%	-0.4	-44%	-0.6	-0.7	-14%
Net income	3.0	6.8	-56%	4.7	-36%	7.7	14.1	-45%



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.