serena

Relatório da Administração

3T26

serena

1. PRINCIPAIS INDICADORES OPERACIONAIS & FINANCEIROS

1 Sumário de Rentabilidade

Sumário de Rentabilidade	Unid.	3T26	3T25	Var.	2T26	Var.	9M26	9M25	Var.
Lucro Bruto de Energia Aj.[1]	R$mm	833,4	686,8	+21%	693,7	+20%	1.945,7	1.775,8	+10%
Lucro Bruto de Energia	R$mm	869,4	727,8	+19%	740,9	+17%	2.079,7	1.904,7	+9%
Lucro Bruto Unitário[2]	R$/MWh	332,4	251,7	+32%	334,7	-1%	300,1	266,2	+13%
EBITDA Ajustado[3]	R$mm	711,7	483,6	+47%	501,9	+42%	1.433,6	1.215,5	+18%
Margem EBITDA Ajustada[4]	%	85,4%	70,4%	+15,0 p.p	72,4%	+13,0 p.p	73,7%	68,4%	+5,2 p.p
EBITDA	R$mm	748,5	523,4	+43%	549,4	+36%	1.571,3	1.348,6	+17%
Lucro (Prejuízo) Líquido Aj.	R$mm	217,2	16,9	>100%	(49,0)	n.a.	(85,2)	(220,2)	-61%
Lucro (Prejuízo) Líquido	R$mm	226,5	16,6	>100%	(26,7)	n.a.	(16,9)	(173,4)	-90%

2 Sumário de Endividamento e Caixa

Dívida Líquida Ajustada[1]	R$mm	9.059,0	8.649,6	+5%	8.913,1	+2%	9.059,0	8.649,6	+5%
Dívida Líquida	R$mm	9.198,1	8.767,8	+5%	9.055,2	+2%	9.198,1	8.767,8	+5%
Posição de Caixa Ajustada[1]	R$mm	2.274,1	1.703,7	+33%	2.311,3	-2%	2.274,1	1.703,7	+33%
Posição de Caixa	R$mm	2.280,2	1.703,4	+34%	2.301,5	-1%	2.280,2	1.703,4	+34%
Fluxo de Caixa Operacional Aj.[1]	R$mm	389,4	341,6	+14%	241,0	+62%	897,2	877,2	+2%

Notas: (1) Considera a participação *pro rata* dos investimentos da Serena. (2) Considera 100% de Pipoca. Pipoca foi vendida em março de 2026. Lucro Bruto de Energia/Produção de Energia. (3) Considera 100% dos ativos de Geração Distribuída (GD). (4) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

serena

2. PRODUÇÃO E RECURSOS

Sumário Operacional

No 3T26, a produção recuou 9,5% a/a, para 2.616 GWh, puxada pelo Complexo Chuí (-64,7%), impactado pelos efeitos de um ciclone em linhas de transmissão de terceiros, e não por recurso ou operação do parque (mais detalhes no slide 5). Delta (+4,2%), Goodnight (+15,3%) e GD (+12,0%) compensaram parte da queda.

Ativos Operacionais	Capacidade Instalada (MW)	P50 (MWméd.)[3,4]	Energia Garantida (MWméd.)[4]	Produção Energética (GWh) 3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Portfólio BR	**2.439,4**	**1.226,1**	**1.154,9**	**2.388,5**	**2.693,1**	**-11,3%**	**6.117,9**	**6.444,6**	**-5,1%**
Complexo Delta	**573,8**	**316,6**	**296,6**	**794,7**	**762,7**	**+4,2%**	**1.551,7**	**1.599,1**	-3,0%
Complexo Bahia	**1.172,2**	**645,1**	**586,7**	**1.399,7**	**1.467,9**	**-4,6%**	**3.439,0**	**3.455,4**	-0,5%
Assuruá	808,1	454,2	414,2	983,8	1.069,5	-8,0%	2.413,4	2.410,2	+0,1%
VDB	364,1	190,9	172,5	415,9	398,4	+4,4%	1.025,6	1.045,2	-1,9%
Hídricas[1]	**82,5**	**46,9**	**47,1**	**37,6**	**47,1**	**-20,1%**	**229,4**	**235,0**	**-2,4%**
Gargaú	**28,1**	**7,9**	**7,1**	**15,1**	**14,8**	**+2,2%**	**35,3**	**37,5**	**-5,8%**
Complexo Chuí	**582,8**	**209,6**	**217,4**	**141,3**	**400,6**	**-64,7%**	862,6	1.117,6	-22,8%
Portfólio US	**265,5**	**100,4**	**n.d.**	**171,2**	**148,5**	**+15,3%**	**660,1**	**583,5**	**+13,1%**
Complexo Goodnight	265,5	100,4	n.d.	171,2	148,5	+15,3%	660,1	583,5	+13,1%
Portfólio Total	**2.704,9**	**1.326,5**	**1.154,9**	**2.559,7**	**2.841,6**	**-9,9%**	**6.778,0**	**7.028,0**	**-3,6%**
Portfólio GD[2]	**98,9**	**53,5**	**n.d.**	**56,3**	**50,3**	**+12,0%**	**151,8**	**128,3**	**+18,4%**
Portfólio Total Serena	**2.803,8**	**1.380,0**	**1.154,9**	**2.616,0**	**2.891,9**	**-9,5%**	**6.929,8**	**7.156,3**	**-3,2%**
Recurso Bruto (GWh) - Portfolio	**-**	**-**	**-**	**3.544,6**	**3.403,8**	**+4,1%**	**8.546,3**	**8.588,9**	**-0,5%**
Disponibilidade de Ativos (%) - Portfolio	-	-	-	95,3%	95,0%	+0,3 p.p.	94,9%	94,6%	+0,3 p.p.
Ajuste Técnico de Disponibilidade[5] (%)	-	-	-	97,0%	95,8%	+1,2 p.p.	96,9%	95,7%	+1,2 p.p.

Notas: (1) Considera 100% de Pipoca até março/26. Pipoca foi vendida em março de 2026. (2) Considera 100% dos ativos de Geração Distribuída (GD). (3) P50 Anual de Longo Prazo. Líquido do impacto dos efeitos de esteira de todas as expansões e balanceado por dados operacionais. (4) Não considera perdas de rede e internas. (5) A Disponibilidade Ajustada corresponde à disponibilidade da carteira no período ajustada pela restituição contratual dos prestadores de O&M (ou seja, um equivalente à disponibilidade financeira).

2. PRODUÇÃO E RECURSOS

PRODUÇÃO

No 3T26, a produção de energia caiu 9,5% a/a, concentrada no Complexo Chuí, impactado pelos efeitos de um ciclone em linhas de transmissão de terceiros, e não por recurso ou operação do parque (detalhes na página 5). Delta, Goodnight e GD compensaram parte da queda.

3T26 vs. 3T25

A produção foi **9,5% menor** que no 3T25, em **2.616 GWh**, principalmente devido a:

- ↓ 259 GWh no Complexo Chuí (-64,7% a/a), impactado pelos efeitos de um ciclone em linhas de transmissão de terceiros, apesar de o recurso ter ficado 4,1% acima do P50;
- ↓ 68 GWh no Complexo Bahia (-4,6% a/a): Assuruá -86 GWh e VDB +17 GWh;
- ↓ 9,5 GWh nas Hídricas (-20,1% a/a), em parte pela saída de Pipoca do portfólio em março de 2026;
- ↑ 32 GWh no Complexo Delta (+4,2% a/a), ↑ 23 GWh em Goodnight (+15,3% a/a) e ↑ 6 GWh em GD (+12,0% a/a).

***Curtailment* do 3T26:** Excluindo o *curtailment* REL ligado ao evento de Chuí (100% ressarcível, conforme slide 5), a perda energética foi de 11,8% com uma correspondente perda de Lucro Bruto de Energia de 12,1%.

INCIDÊNCIA DE RECURSO (vs. Esperado) – em GWh

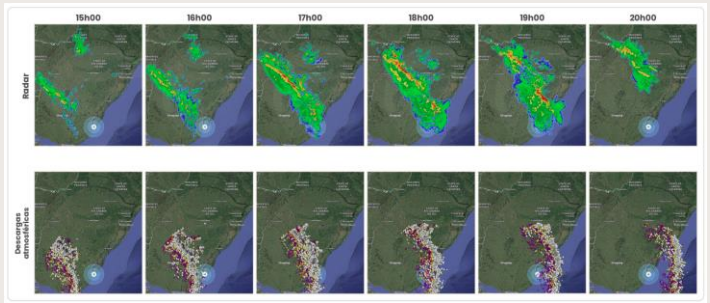
Cluster	Recurso Bruto[1] vs. P50 (3T26)	Análise (3T26)
Complexo Delta (573,8 MW)	63,1 (7,1%)	Em julho e agosto, a ZCIT permaneceu ao norte de sua posição habitual para a época. Isso trouxe chuvas abaixo da média e recurso acima do previsto. Em setembro, o sistema se comportou mais próximo de seu padrão climatológico, e o recurso ficou próximo do previsto. No geral, os efeitos do El Niño vêm se mostrando dominantes na região, como esperado.
Complexo Bahia (1.172,2 MW)	-104,9 (-5,6%)	Mais sistemas transientes do que o normal chegaram a latitudes mais baixas, especialmente em julho. Mesmo quando trouxeram pouca chuva, esses sistemas deslocaram a posição média da ASAS e enfraqueceram o escoamento de leste, o que manteve o recurso abaixo do previsto ao longo de todo o trimestre.
Complexo Chuí (582,8 MW)	20,8 (4,1%)	Os ciclones foram mais frequentes e mais intensos do que a média, especialmente em agosto. Com isso, o recurso ficou bem acima do previsto, tornando este o melhor trimestre do ano para o ativo. Esse comportamento é consistente com o padrão esperado em anos de El Niño.
Hídricas[2] (82,5 MW)	-9,0 (-39,1%)	Um período seco mais severo do que o esperado manteve as afluências e o recurso abaixo do previsto. O destaque foi Serra das Agulhas, que ficou ligeiramente acima do previsto em julho.
Gargaú (28,1 MW)	-3,7 (-20,0%)	O mesmo deslocamento da ASAS que prejudicou a Bahia em julho beneficiou Gargaú, localizado na borda sul do sistema. Julho foi o melhor mês do ano para o ativo. Setembro, no entanto, devolveu parte desse ganho, e o trimestre fechou abaixo do previsto.
Complexo Goodnight (265,5 MW)	1,8 (0,9%)	Este foi o trimestre mais fraco do ano até agora, com setembro como o mês mais fraco. Em setembro, uma dorsal de calor sobre a região enfraqueceu os ventos noturnos de sul e reduziu a passagem de frentes frias. As chuvas do fim do mês vieram de tempestades sob um gradiente de pressão fraco e não trouxeram vento adicional. Por outro lado, agosto foi forte em magnitude semelhante, deixando o trimestre apenas ligeiramente acima do previsto e mantendo o ativo acima do previsto no acumulado do ano.
Total	-31,9 (-0,9%)	-

Notas: (1) Geração esperada para uma dada incidência do recurso. Fonte: ERA5 (Reanálise v5 do Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo) e Dados da Companhia. (2) Considera 100% de Pipoca até março/26. Pipoca foi vendida em março de 2026.

Em 6 de agosto, um ciclone subtropical, acompanhado de ventos extremos, provocou a queda de duas linhas de transmissão no Sul do Brasil, isolando eletricamente a região do Complexo Chuí. O plano das transmissoras prevê restabelecer todo o sistema no início de novembro, com *ramp-up* gradual da operação até fevereiro

1 Evento climático extremo

- Evento ocasionado por um ciclone extratropical entre o Sul do Brasil e o Uruguai
- Foram identificadas rajadas de vento entre 70 - 100km/h em todo o Estado e de 100 - 130km/h em pontos isolados, incluindo um tornado em Pedro Osório.
- Uma linha de instabilidade de desenvolvimento explosivo atravessou todo o estado em cerca de cinco horas (das 15h às 20h), atingindo o corredor de Chuí às 17h26.



2 Impacto na rede

- **Transmissão**: Dois circuitos paralelos entre Povo Novo e Marmeleiro tiveram 24 estruturas de torres de transmissão locais afetadas.
- **Distribuição**: Duas torres caíram em Lagoa Mirim, ocasionando o isolamento das regiões de Santa Vitória do Palmar e Chuí.



3 Plano de recuperação

- **Distribuição**: concluída. O fornecimento às cidades foi restabelecido em 11 de ago com torres de emergência recuperadas lateralmente às que foram afetadas.
- **Transmissão**: em andamento. 6 torres pré-montadas estão em fase de recuperação aguardando condições favoráveis de clima. 15 torres de emergência estão em produção. No total, 15 torres provisórias em terreno seco e 09 em terreno alagado.
- **Ambas as frentes**: Força tarefa conjunta entre as empresas com alocação de mais de 200 profissionais com equipes de outras regiões e empresas subcontratadas. A logística para recuperação na lagoa conta com balsas, guindastes, jet ski e helicópteros.
- **Data de reenergização**: 01/11. Devido a redundância de circuitos, uma linha disponível é suficiente para retorno a operação.

Chuí está sob *curtailment* por REL desde 06/08 até a data de retorno à reenergização (01/11): cerca de 531 GWh de geração foi perdida e 100% será reeembolsável. O período de *ramp-up* operacional está previsto até Fevereiro/27 e será reembolsado pela cobertura de Lucros Cessantes do seguro de Risco Operacional, sem impacto financeiro significativo para a Serena.

3.EBITDA[1]

EBITDA (em R$ mm)	Unidade	3T26	3T25	Var.	2T26	Var.	9M26	9M25	Var.
Lucro Bruto de Energia	**R$mm**	**869,4**	**727,8**	**+19%**	**740,9**	**+17%**	**2.079,7**	**1.904,7**	**+9%**
Custos e Despesas	R$mm	(121,1)	(204,7)	-41%	(191,5)	-37%	(510,8)	(561,1)	-9%
Resultado de equivalência patrimonial	R$mm	0,2	0,4	-40%	0,1	>100%	2,4	5,0	-51%
EBITDA	**R$mm**	**748,5**	**523,4**	**+43%**	**549,4**	**+36%**	**1.571,3**	**1.348,6**	**+17%**
(-) Resultado de equivalência patrimonial	R$mm	(0,2)	(0,4)	-40%	(0,1)	>100%	(2,4)	(5,0)	-51%
(-) Itens não-recorrentes	R$mm	0,9	2,3	-63%	-	n.a.	0,9	2,5	-66%
EBITDA das JVs	R$mm	(2,9)	(1,8)	+64%	(3,1)	-5%	(6,0)	(1,3)	>100%
Alocação do Parceiro de Tax Equity	R$mm	(34,5)	(40,0)	-14%	(44,3)	-22%	(130,2)	(129,4)	+1%
EBITDA Ajustado[1]	**R$mm**	**711,7**	**483,6**	**+47%**	**501,9**	**+42%**	**1.433,6**	**1.215,5**	**+18%**

3T26 vs. 3T25

O EBITDA Ajustado[1] cresceu +R$ 228 milhões (+47%) na comparação anual, para R$ 712 milhões, com margem de 85,4% (+15 p.p.), principalmente por:

- O resultado da Comercializadora no 3T26 foi +R$ 41 milhões acima do 3T25, com resultado positivo de R$ 61 milhões no período.
- Mix de preços e contratos no portfolio e diminuição na geração (ex-Chuí) no 3T26 vs 3T25 (-R$ 8 milhões). O evento de Chuí não gera efeito no resultado em razão de reembolso da geração perdida.
- Transações do balanço energético maior a/a, incluindo ressarcimento de corte (+R$ 109 milhões).
- Menores custos operacionais pelo ressarcimento de custos compartilhados com cliente no complexo Goodnight 1 (+R$ 44 milhões) e outras receitas operacionais em Goodnight 1 (+R$ 6 milhões)
- Redução de custos de O&M por indenizações de indisponibilidade (+R$ 23 milhões) e menores custos e despesas, especialmente em marketing (+R$ 10 milhões)

3T26 vs. 2T26

O EBITDA Ajustado[1] cresceu +R$ 210 milhões (+42%) frente ao 2T26, com margem 13,0 p.p. maior, principalmente por:

- Comercializadora apresentou recuperação no 3T26 vs 2T26, com resultado +R$ 18 milhões melhor que o segundo trimestre do ano.
- Maior geração no 3T26 vs 2T26, com aumento de R$ 157 milhões de LBE na comparação e efeito positivo no mix de preços e contratos de R$ 35 milhões.
- Transações do balanço energético menor t/t, incluindo ressarcimento de corte (-R$ 81 milhões).
- Menores custos operacionais pelo ressarcimento de custos compartilhados com cliente no complexo Goodnight 1 (+R$ 44 milhões) e outras receitas operacionais em Goodnight 1 (+R$ 6 milhões)
- Redução de custos de O&M principalmente devido a indenizações de indisponibilidade (+R$ 20 milhões)

Notas: (1) Ajustado. Considera a participação *pro rata* dos investimentos da Serena. Não considera itens não recorrentes.

4. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

O resultado financeiro ajustado[1] foi de -R$ 240,4 milhões no 3T26, uma melhora de 24% frente ao 2T26 e de 2% na comparação com o 3T25. Frente ao 2T26, o Resultado Financeiro Líquido aumentou R$ 76,6 milhões, sobretudo pela queda de R$ 77,3 milhões nos juros sobre dívida. Na comparação anual, a melhora de R$ 5,6 milhões reflete redução em outras despesas financeiras (+R$ 24,3 milhões) e maior receita financeira (+R$ 8,2 milhões), parcialmente compensadas por juros sobre dívida (-R$ 26,9 milhões).

KPIs (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	2T26	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Financeira	**57,0**	**48,8**	**+17%**	**57,1**	**0%**	**164,8**	**149,3**	**+10%**
Renda sobre Aplicações Financeiras	58,1	48,2	+21%	58,3	0%	168,9	145,3	+16%
Outros	(1,1)	0,7	n.a.	(1,2)	-10%	(4,2)	4,0	n.a.
Despesas Financeiras	**(317,7)**	**(315,1)**	**+1%**	**(399,1)**	**-20%**	**(1.045,1)**	**(980,5)**	**+7%**
Juros sobre dívida	(289,5)	(262,6)	+10%	(366,8)	-21%	(952,0)	(854,2)	+11%
Outros	(28,2)	(52,5)	-46%	(32,4)	-13%	(93,1)	(126,3)	-26%
Resultado Financeiro Líquido	**(260,7)**	**(266,3)**	**-2%**	**(342,1)**	**-24%**	**(880,3)**	**(831,2)**	**+6%**
Resultado Financeiro Líquido de JVs	6,0	0,1	>100%	10,7	-44%	16,8	0,9	>100%
Efeito IFRS do Tax Equity sobre juros acumulado	14,3	19,8	-28%	14,4	-1%	44,0	62,1	-29%
Resultado Financeiro Líquido Ajustado	**(240,4)**	**(246,4)**	**-2%**	**(317,0)**	**-24%**	**(819,5)**	**(768,2)**	**+7%**

5. LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO

O Lucro Líquido Ajustado[1] foi de R$ 217,2 milhões no 3T26, ante prejuízo de R$ 49,0 milhões no 2T26 e lucro de R$ 16,9 milhões no 3T25. Frente ao 2T26, a melhora de R$ 266,2 milhões vem principalmente do aumento de R$ 195,9 milhões no EBIT, de R$ 81,4 milhões no Resultado Financeiro Líquido, parcialmente compensados por R$ 24,2 milhões a mais em IR.

Partindo do Lucro Líquido ex-equivalência de R$ 226,3 milhões, o ajustado considera:

- Itens não recorrentes: +R$ 0,9 milhão;
- Alocação do Parceiro de *Tax Equity* e 5% do EBITDA[2]: -R$ 34,5 milhões;
- Efeito do IFRS referente ao acréscimo de juros: +R$ 14,3 milhões;
- Lucro Líquido das JVs: +R$ 10,3 milhões.

KPIs (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	2T26	Var.	9M26	9M25	Var.
EBIT ex-Resultado de equivalência patrimonial	544,5	321,5	+69%	348,6	+56%	963,8	737,9	+31%
Resultado Financeiro Líquido	**(260,7)**	**(266,3)**	**-2%**	**(342,1)**	**-24%**	**(880,3)**	**(831,2)**	**+6%**
EBT ex- equivalência patrimonial	283,8	55,1	>100%	6,5	>100%	83,5	(93,3)	n.a.
Imposto de Renda e Contribuição Social	(57,5)	(38,9)	+48%	(33,3)	+73%	(102,8)	(85,0)	+21%
Lucro (Prejuízo) Líquido ex-Resultado de equivalência patrimonial	**226,3**	**16,3**	**>100%**	**(26,8)**	**n.a.**	**(19,3)**	**(178,3)**	**-89%**
(-) Itens não recorrentes	0,9	21,6	-96%	-	n.a.	0,9	21,6	-96%
Alocação do Parceiro de Tax Equity[2]	(34,5)	(40,0)	-14%	(44,3)	-22%	(130,2)	(129,4)	+1%
Efeito IFRS do Tax Equity sobre juros acumulado	14,3	19,8	-28%	14,4	-1%	44,0	62,1	-29%
Lucro Líquido das JVs	10,3	(0,8)	n.a.	7,7	+33%	19,4	3,8	>100%
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado [1]	**217,2**	**16,9**	**>100%**	**(49,0)**	**n.a.**	**(85,2)**	**(220,2)**	**-61%**

Notas: (1) Ajustado. Considera a participação *pro rata* dos investimentos da Serena. Não considera itens não recorrentes. (2) Considera a alocação do Parceiro de Tax Equity e a distribuição em caixa de 5% do EBITDA do Parceiro de Tax Equity.

serena

6. SUMÁRIO ENDIVIDAMENTO E CAIXA

3T26 vs. 2T26

No 3T26, a Dívida Líquida ajustada[1] foi de R$ 9,1 bilhões, aumento de 2% t/t.

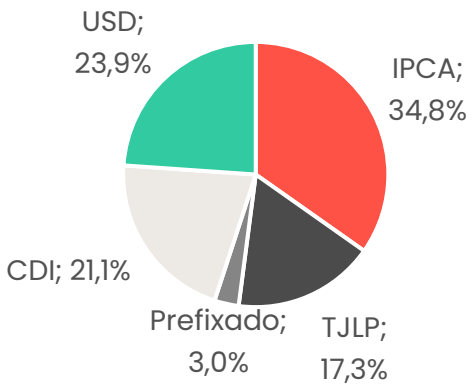
A Dívida Líquida / EBITDA LTM do braço operacional foi de 3,8x (-0,5 t/t).

Prazo médio:
4,68 Anos (-0,02 t/t)

Custo nominal médio:
10,2% a.a. (+0,41 p.p. t/t)

Detalhamento dos Índices de Dívida[1]

(30/set/2026)



Endividamento (em R$ milhões)	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Dívida Bruta (em BRL)	9.382,7	9.483,7	-1%	9.229,8	+2%
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	2.944,8	2.755,0	+7%	2.262,6	+30%
Dívida Bruta Total antes da Tax Equity Offset	**12.327,4**	**12.238,7**	**+1%**	**11.492,4**	**+7%**
Custos Transacionais	(151,4)	(167,6)	-10%	(79,4)	+91%
Dívida Bruta Total (líq. de custos transacionais)	**12.176,0**	**12.071,1**	**+1%**	**11.413,0**	**+7%**
(-) Tax Equity Offset	(697,7)	(714,4)	-2%	(941,8)	-26%
Dívida Bruta Total	**11.478,3**	**11.356,7**	**+1%**	**10.471,2**	**+10%**
(-) Caixa Total	**(2.280,2)**	**(2.301,5)**	**-1%**	**(1.703,4)**	**+34%**
Caixa e Equivalentes	1.689,0	1.804,9	-6%	1.131,7	+49%
Caixa Restrito	591,2	496,6	+19%	571,6	+3%
Dívida Líquida	**9.198,1**	**9.055,2**	**+2%**	**8.767,8**	**+5%**

Dívida Líquida Ajustada[1]	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Dívida Líquida	**9.198,1**	**9.055,2**	**+2%**	**8.767,8**	**+5%**
Dívida Líquida das JVs	**-**	**-**	**n.a.**	**11,8**	**-100%**
Dívida Bruta das JVs	-	-	n.a.	14,4	-100%
(-) Caixa Total das JVs	-	-	n.a.	2,6	-100%
(-) Dívida Líq. Arco Energia (JV Apolo)[2]	139,1	142,1	-2%	130,0	+7%
Dívida Líquida Ajustada[1]	**9.059,0**	**8.913,1**	**+2%**	**8.649,6**	**+5%**

Custo Nominal e Prazo Médios[2]	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Custo da Dívida (%)	10,2%	9,8%	+41 bps	9,8%	+42 bps
Prazo (anos)	4,7	4,7	-	4,8	-0,1

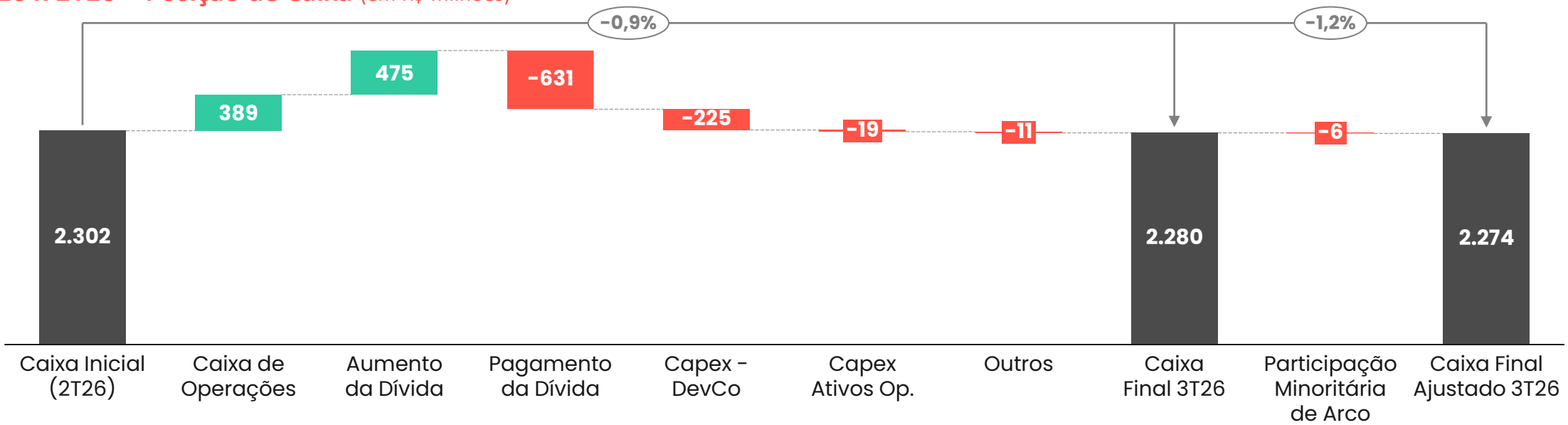
Outras Métricas de Crédito	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Dívida Líq./EBITDA (LTM) – Covenant	3,8x	4,3x	-0,5x	3,4x	+0,4x

Notas: (1) Considera a participação *pro rata* dos investimentos da Serena. Não considera Tax Equity. De acordo com as normas contábeis US GAAP, financiamentos via *tax equity* são apresentados como transações de capital (participações não controladoras no patrimônio), não gerando obrigações de amortização ou juros. Como a Companhia segue as diretrizes do IFRS em sua divulgação corporativa, a contabilização de *tax equity* é tratada como dívida sob este padrão. (2) A Companhia detém atualmente uma participação de 69,95% na joint venture da Arco Energia.

serena

7. POSIÇÃO DE CAIXA

3T26 x 2T26 – Posição de Caixa (em R$ milhões)



Detalhamento de CAPEX

CAPEX de Ativos Operacionais: Inclui diversos tipos de iniciativas provenientes da equipe de gestão de ativos, com o objetivo de melhorar a performance do nosso parque de aerogeradores, por exemplo. Também inclui custos de manutenção que não estão cobertos pelos contratos FSA (como *Balance of Plant – BoP*), ou relacionados aos nossos pequenos ativos solares e hidrelétricos.

CAPEX de Desenvolvimento (DevCo): Inclui majoritariamente custos relacionados ao desenvolvimento de GN2.

Posição de Caixa (em 30 de setembro de 2026) - Análise t/t

O Caixa Final diminuiu R$ 21,3 milhões, alcançando R$ 2.280,2 milhões, representando uma redução de 1% em relação ao trimestre anterior.

- **Entradas de caixa** totalizaram R$ 864,7 milhões, dos quais R$ 389,4 milhões foram provenientes da operação e R$ 475,3 milhões de captações de dívida.
- **Saídas de caixa** somaram R$ 886,1 milhões, sendo o serviço da dívida o principal desembolso do período (R$ 630,9 milhões).
  O CAPEX concentrou-se na DevCo (R$ 225,3 milhões em desenvolvimentos em andamento) e R$ 18,6 milhões destinados aos ativos operacionais.



Apêndice

8. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

P&L (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Líquida	1.971,2	2.001,4	-2%	5.591,7	4.619,3	+21%
Compra de Energia líq. de Crédito Fiscal	(1.101,7)	(1.273,6)	-13%	(3.512,0)	(2.714,6)	+29%
Lucro Bruto de Energia	**869,4**	**727,8**	**+19%**	**2.079,7**	**1.904,7**	**+9%**
O&M	(90,9)	(108,2)	-16%	(290,0)	(295,8)	-2%
Encargos Regulatórios	(43,0)	(45,5)	-6%	(128,1)	(127,2)	+1%
Despesas Gerais, Adm. e de Pessoal	(42,8)	(50,2)	-15%	(140,6)	(135,6)	+4%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	55,6	(0,7)	n.a.	48,0	(2,5)	n.a.
Resultado de Equivalência Patrimonial	0,2	0,4	-40%	2,4	5,0	-51%
EBITDA	**748,5**	**523,4**	**+43%**	**1.571,3**	**1.348,6**	**+17%**
Depreciação e Amortização	(203,8)	(201,6)	+1%	(605,1)	(605,8)	0%
EBIT	**544,7**	**321,8**	**+69%**	**966,3**	**742,9**	**+30%**
Resultado Financeiro Líquido	(260,7)	(266,3)	-2%	(880,3)	(831,2)	+6%
EBT	**284,0**	**55,5**	**>100%**	**85,9**	**(88,3)**	**n.a.**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(57,5)	(38,9)	+48%	(102,8)	(85,0)	+21%
Lucro (Prejuízo) Líquido	**226,5**	**16,6**	**>100%**	**(16,9)**	**(173,4)**	**-90%**

serena

9. RENTABILIDADE

No 3T26, o EBITDA Ajustado[1,3] foi 47% acima com relação ao 3T25.

Lucro Bruto de Energia Ajustado[1] (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Lucro Bruto de Energia	869,4	727,8	+19%	2.079,7	1.904,7	+9%
Lucro Bruto das JVs	(3,5)	(0,3)	>100%	(5,2)	2,0	n.a.
Alocação do Parceiro de Tax Equity	(32,6)	(40,7)	-20%	(128,8)	(130,9)	-2%
Lucro Bruto de Energia Ajustado	**833,4**	**686,8**	+21%	**1.945,7**	**1.775,8**	+10%

Opex & Despesas Ajustados[1] (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Opex & Despesas	(121,1)	(204,7)	-41%	(510,8)	(561,1)	-9%
Alocação do Parceiro de Tax Equity	(1,9)	0,7	n.a.	(1,4)	1,5	n.a.
(-) Itens não recorrentes	0,9	2,3	-63%	0,9	2,5	-66%
Opex & Despesas das JVs	0,5	(1,5)	n.a.	(0,8)	(3,3)	-77%
Opex & Despesas Ajustados	**(121,7)**	**(203,2)**	-40%	**(512,1)**	**(560,4)**	-9%

EBITDA Ajustado (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
EBITDA	748,5	523,4	+43%	1.571,3	1.348,6	+17%
(-) Resultado de Equivalência Patrimonial	(0,2)	(0,4)	-40%	(2,4)	(5,0)	-51%
(-) Itens não recorrentes	0,9	2,3	-63%	0,9	2,5	-66%
EBITDA das JVs	(2,9)	(1,8)	+64%	(6,0)	(1,3)	>100%
Alocação do Parceiro de Tax Equity[2]	(34,5)	(40,0)	-14%	(130,2)	(129,4)	+1%
EBITDA Ajustado	**711,7**	**483,6**	**+47%**	**1.433,6**	**1.215,5**	**+18%**
Margem EBITDA Ajustada[3] (%)	85,4%	70,4%	+15,0 p.p.	73,7%	68,4%	+5,2 p.p.

Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado[1,4] (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Lucro (Prej.) Líq. ex-Result. Equiv. Patrim.	226,3	16,3	>100%	(19,3)	(178,3)	-89%
Itens não recorrentes	0,9	21,6	-96%	0,9	21,6	-96%
Alocação do Parceiro de Tax Equity[2]	(34,5)	(40,0)	-14%	(130,2)	(129,4)	+1%
Efeito IFRS do Tax Equity sobre juros acumulado	14,3	19,8	-28%	44,0	62,1	-29%
Lucro Líquido das JVs	10,3	(0,8)	n.a.	19,4	3,8	>100%
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	**217,2**	**16,9**	**>100%**	**(85,2)**	**(220,2)**	**-61%**

Notas: (1) Considera a participação *pro rata* dos investimentos da Serena. Líquido dos efeitos IFRS relacionados ao Tax Equity. (2) Considera a alocação proporcional do PTC (*Production Tax Credit*) do Parceiro de Tax Equity e a distribuição em caixa de 5% do EBITDA do Parceiro de Tax Equity. (3) EBITDA Ajustado / Lucro Bruto de Energia Ajustado.


serena
A energia da
prosperidade

serena

Management Report

3Q26

serena

1. MAIN FINANCIAL & OPERATIONAL INDICATORS

1 Profitability Summary

Profitability Summary	Unit	3Q26	3Q25	Var.	2Q26	Var.	9M26	9M25	Var.
Adj. Energy Gross Profit[1]	R$mm	833.4	686.8	+21%	693.7	+20%	1,945.7	1,775.8	+10%
Energy Gross Profit	R$mm	869.4	727.8	+19%	740.9	+17%	2,079.7	1,904.7	+9%
Unit Gross Profit[2]	R$/MWh	332.4	251.7	+32%	334.7	-1%	300.1	266.2	+13%
Adjusted EBITDA[3]	R$mm	711.7	483.6	+47%	501.9	+42%	1,433.6	1,215.5	+18%
Adjusted EBITDA Margin[4]	%	85.4%	70.4%	+15.0 p.p.	72.4%	+13.0 p.p.	73.7%	68.4%	+5.2 p.p.
EBITDA	R$mm	748.5	523.4	+43%	549.4	+36%	1,571.3	1,348.6	+17%
Adj. Net Income (Losses)	R$mm	217.2	16.9	>100%	(49.0)	n.a.	(85.2)	(220.2)	-61%
Net Income (Losses)	R$mm	226.5	16.6	>100%	(26.7)	n.a.	(16.9)	(173.4)	-90%

2 Debt and Cash Summary

Adjusted Net Debt[1]	R$mm	9,059.0	8,649.6	+5%	8,913.1	+2%	9,059.0	8,649.6	+5%
Net Debt	R$mm	9,198.1	8,767.8	+5%	9,055.2	+2%	9,198.1	8,767.8	+5%
Adjusted Cash Position[1]	R$mm	2,274.1	1,703.7	+33%	2,311.3	-2%	2,274.1	1,703.7	+33%
Cash Position	R$mm	2,280.2	1,703.4	+34%	2,301.5	-1%	2,280.2	1,703.4	+34%
Adj. Operating Cash Flow[1]	R$mm	389.4	341.6	+14%	241.0	+62%	897.2	877.2	+2%

Notes: (1) Considers Serena's *pro rata* stake in its investments. (2) Considers 100% of Pipoca. Pipoca was sold in March 2026. Energy Gross Profit/Energy Production. (3) Considers 100% of Distributed Generation (DG) assets. (4) Adjusted EBITDA/Adjusted Energy Gross Profit.

serena

2. PRODUCTION & RESOURCE

Operational Summary

In 3Q26, production decreased 9.5% YoY to 2,616 GWh, driven by the Chuí Complex (-64.7%), impacted by the effects of a cyclone on third-party transmission lines, and not by resource or wind farm operations (more details on slide 5). Delta (+4.2%), Goodnight (+15.3%) and DG (+12.0%) partially offset the decline.

Operating Assets	Installed Capacity (MW)	P50 (avg. MW)[3,4]	Assured Energy (avg. MW.)[4]	Energy Production (GWh) 3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
BR Portfolio	**2,439.4**	**1,226.1**	**1,154.9**	**2,388.5**	**2,693.1**	**-11.3%**	**6,117.9**	**6,444.6**	**-5.1%**
Delta Complex	**573.8**	**316.6**	**296.6**	**794.7**	**762.7**	**+4.2%**	**1,551.7**	**1,599.1**	-3.0%
Bahia Complex	**1,172.2**	**645.1**	**586.7**	**1,399.7**	**1,467.9**	**-4.6%**	**3,439.0**	**3,455.4**	-0.5%
Assuruá	808.1	454.2	414.2	983.8	1,069.5	-8.0%	2,413.4	2,410.2	+0.1%
VDB	364.1	190.9	172.5	415.9	398.4	+4.4%	1,025.6	1,045.2	-1.9%
Hydros[1]	**82.5**	**46.9**	**47.1**	**37.6**	**47.1**	**-20.1%**	**229.4**	**235.0**	**-2.4%**
Gargaú	**28.1**	**7.9**	**7.1**	**15.1**	**14.8**	**+2.2%**	**35.3**	**37.5**	**-5.8%**
Chuí Complex	**582.8**	**209.6**	**217.4**	**141.3**	**400.6**	**-64.7%**	862.6	1,117.6	-22.8%
US Portfolio	**265.5**	**100.4**	**n.a.**	**171.2**	**148.5**	**+15.3%**	**660.1**	**583.5**	**+13.1%**
Goodnight Complex	265.5	100.4	n.a.	171.2	148.5	+15.3%	660.1	583.5	+13.1%
Total Portfolio	**2,704.9**	**1,326.5**	**1,154.9**	**2,559.7**	**2,841.6**	**-9.9%**	**6,778.0**	**7,028.0**	**-3.6%**
DG Portfolio[2]	**98.9**	**53.5**	**n.a.**	**56.3**	**50.3**	**+12.0%**	**151.8**	**128.3**	**+18.4%**
Serena Total Portfolio	**2,803.8**	**1,380.0**	**1,154.9**	**2,616.0**	**2,891.9**	**-9.5%**	**6,929.8**	**7,156.3**	**-3.2%**
Gross Resource (GWh) - Portfolio	**-**	**-**	**-**	**3,544.6**	**3,403.8**	**+4.1%**	**8,546.3**	**8,588.9**	**-0.5%**
Asset Availability (%) - Portfolio	-	-	-	95.3%	95.0%	+0.3 p.p.	94.9%	94.6%	+0.3 p.p.
Adjusted Availability[5] (%)	-	-	-	97.0%	95.8%	+1.2 p.p.	96.9%	95.7%	+1.2 p.p.

Notes: (1) Considers 100% of Pipoca until March/26. Pipoca was sold in March 2026. (2) Considers 100% of Distributed Generation (DG) assets. (3) Long-Term Annual P50. Net of wake effect impacts from all expansions and balanced by operational data. (4) Does not consider grid and internal losses. (5) Adjusted Availability corresponds to the portfolio's availability in the period adjusted by contractual reimbursements from O&M providers (i.e., equivalent to financial availability).

serena

2. PRODUCTION & RESOURCE

ENERGY PRODUCTION

In 3Q26, energy production decreased 9.5% YoY, concentrated in the Chuí Complex, impacted by the effects of a cyclone on third-party transmission lines, and not by resource or wind farm operations (details on page 5). Delta, Goodnight and DG partially offset the decline.

3Q26 vs. 3Q25

Production was **9.5% lower** YoY, reaching **2,616 GWh**, mainly due to:

- ↓ 259 GWh from the Chuí Complex (-64.7% YoY), impacted by the effects of a cyclone on third-party transmission lines, despite resource coming in 4.1% above P50;
- ↓ 68 GWh from the Bahia Complex (-4.6% YoY): Assuruá -86 GWh and VDB +17 GWh;
- ↓ 9.5 GWh from Hydros (-20.1% YoY), partly due to Pipoca's exit from the portfolio in March 2026;
- ↑ 32 GWh from the Delta Complex (+4.2% YoY), ↑ 23 GWh at Goodnight (+15.3% YoY) and ↑ 6 GWh in DG (+12.0% YoY).

***Curtailment* 3Q26:** Excluding the REL curtailment tied to the Chuí event (100% reimbursable, see slide 5), energy loss from curtailment was 11.8%, with a corresponding Energy Gross Profit loss of 12.1%.

RESOURCE INCIDENCE (vs. Expected) – in GWh

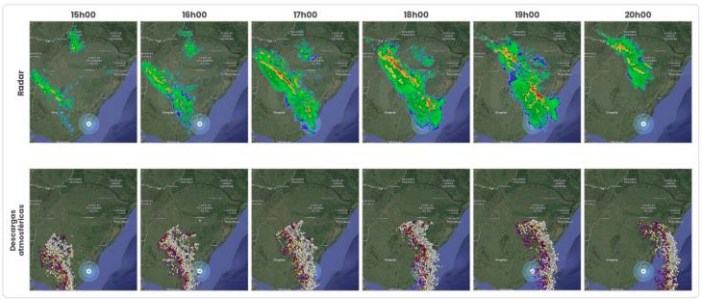
Cluster	Gross Resource[1] vs. P50 (3Q26)	Analysis (3Q26)
Delta Complex (573.8 MW)	63.1 (7.1%)	In July and August, the ITCZ remained north of its usual position for the season, bringing below-average rainfall and above-target resource. In September, the system behaved closer to its climatological pattern, and resource came in close to target. Overall, El Niño effects have proven dominant in the region, as expected.
Bahia Complex (1,172.2 MW)	-104.9 (-5.6%)	More transient systems than usual reached lower latitudes, especially in July. Even when they brought little rainfall, these systems shifted the average position of the South Atlantic Subtropical High (SASH) and weakened the easterly flow, keeping resource below target throughout the quarter.
Chuí Complex (582.8 MW)	20.8 (4.1%)	Cyclones were more frequent and more intense than average, especially in August. As a result, resource came in well above target, making this the asset's best quarter of the year. This behavior is consistent with the pattern expected in El Niño years.
Hydros[2] (82.5 MW)	-9.0 (-39.1%)	A more severe dry season than expected kept inflows and resource below target. The highlight was Serra das Agulhas, which came in slightly above target in July.
Gargaú (28.1 MW)	-3.7 (-20.0%)	The same SASH shift that hurt Bahia in July benefited Gargaú, located on the southern edge of the system. July was the asset's best month of the year. September, however, gave back part of that gain, and the quarter closed below target.
Goodnight Complex (265.5 MW)	1.8 (0.9%)	This was the weakest quarter of the year so far, with September as the weakest month. In September, a heat ridge over the region weakened the southerly nocturnal winds and reduced the passage of cold fronts. Late-month rainfall came from storms under a weak pressure gradient and brought no additional wind. On the other hand, August was strong by a similar magnitude, leaving the quarter only slightly above target and keeping the asset above target year-to-date.
Total	-31.9 (-0.9%)	-

Notes: (1) Expected generation for a given resource incidence. Source: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) and Company Data. (2) Considers 100% of Pipoca until March/26. Pipoca was sold in March 2026.

On August 6, a subtropical cyclone with extreme winds brought down two transmission lines in southern Brazil, electrically isolating the Chuí Complex. The transmission companies plan to restore the full system in early November, with a gradual operational *ramp-up* through February

1 Extreme weather event

- Event caused by an extratropical cyclone between southern Brazil and Uruguay
- Wind gusts of 70–100 km/h were recorded across the state and 100–130 km/h in isolated spots, including a tornado in Pedro Osório.
- A rapidly developing squall line crossed the entire state in about five hours (3 p.m. to 8 p.m.), reaching the Chuí corridor at 5:26 p.m.



2 Grid impact

- **Transmission**: Two parallel circuits between Povo Novo and Marmeleiro had 24 transmission tower structures affected.
- **Distribution**: Two towers collapsed in Lagoa Mirim, isolating the Santa Vitória do Palmar and Chuí regions.



3 Recovery plan

- **Distribution**: completed. Power supply to the cities was restored on Aug 11 using emergency towers built alongside the affected ones.
- **Transmission**: in progress. 6 pre-assembled towers are being recovered, awaiting favorable weather. 15 emergency towers are in production. In total, 15 temporary towers on dry ground and 9 on flooded ground.
- **Both fronts**: joint task force between the companies, with more than 200 professionals, including teams from other regions and subcontractors. Recovery logistics on the lagoon rely on barges, cranes, jet skis and helicopters.
- **Re-energization date**: Nov 1. Due to circuit redundancy, a single available line is enough to resume operation.

Chuí is under REL *curtailment* from Aug 6 until re-energization (Nov 1): about 531 GWh of generation was lost and 100% will be reimbursable. The operational *ramp-up* is expected to last until February 2027 and will be reimbursed under the Business Interruption coverage of the Operational Risk insurance, with no material financial impact for Serena.

3. EBITDA[1]

EBITDA (in R$ mm)	Unit	3Q26	3Q25	Var.	2Q26	Var.	9M26	9M25	Var.
Energy Gross Profit	**R$mm**	**869.4**	**727.8**	**+19%**	**740.9**	**+17%**	**2,079.7**	**1,904.7**	**+9%**
Costs and Expenses	R$mm	(121.1)	(204.7)	-41%	(191.5)	-37%	(510.8)	(561.1)	-9%
Share of Profit of Equity-accounted Investees	R$mm	0.2	0.4	-40%	0.1	>100%	2.4	5.0	-51%
EBITDA	**R$mm**	**748.5**	**523.4**	**+43%**	**549.4**	**+36%**	**1,571.3**	**1,348.6**	**+17%**
(-) Share of Profit of Equity-accounted Investees	R$mm	(0.2)	(0.4)	-40%	(0.1)	>100%	(2.4)	(5.0)	-51%
(-) Non-recurring items	R$mm	0.9	2.3	-63%	-	n.a.	0.9	2.5	-66%
EBITDA from JVs	R$mm	(2.9)	(1.8)	+64%	(3.1)	-5%	(6.0)	(1.3)	>100%
Tax Equity Partner Allocation	R$mm	(34.5)	(40.0)	-14%	(44.3)	-22%	(130.2)	(129.4)	+1%
Adjusted EBITDA[1]	**R$mm**	**711.7**	**483.6**	**+47%**	**501.9**	**+42%**	**1,433.6**	**1,215.5**	**+18%**

3Q26 vs. 3Q25

Adjusted EBITDA[1] increased R$ 228 million (+47%) YoY to R$ 712 million, with a margin of 85.4% (+15 p.p.), mainly due to:

- The Commercialization result in 3Q26 was +R$ 41 million above 3Q25, with a positive result of R$ 61 million in the period.
- Price and contract mix in the portfolio and lower generation (ex-Chuí) in 3Q26 vs. 3Q25 (-R$ 8 million). The Chuí event has no impact on results, as lost generation is reimbursed.
- Higher energy balance transactions YoY, including curtailment reimbursement (+R$ 109 million).
- Lower operating costs due to cost-sharing reimbursement from customer at Goodnight 1 complex (+R$ 44 million) and other operating income (+R$ 6 million).
- Lower O&M costs due to availability indemnifications (+R$ 23 million) and lower costs and expenses, especially in marketing (+R$ 10 million).

3Q26 vs. 2Q26

Adjusted EBITDA[1] increased R$ 210 million (+42%) versus 2Q26, with margin up 13.0 p.p., mainly due to:

- The Commercialization recovered in 3Q26 vs. 2Q26, with a result +R$ 18 million better than the second quarter of the year.
- Higher generation in 3Q26 vs. 2Q26, with a R$ 157 million increase in EGP and a positive price and contract mix effect of R$ 35 million.
- Lower energy balance transactions QoQ, including curtailment reimbursement (-R$ 81 million).
- Lower operating costs due to cost-sharing reimbursement from customer at Goodnight 1 complex (+R$ 44 million) and other operating income (+R$ 6 million).
- Lower O&M costs mainly due to availability indemnifications (+R$ 20 million).

Notes: (1) Adjusted. Considers the *pro rata* stake of Serena's investments. Does not consider non-recurring items.

serena

4. FINANCIAL RESULTS

Adjusted Net Financial Result[1] totaled -R$ 240.4 million in 3Q26, improving 24% versus 2Q26 and 2% versus 3Q25. Versus 2Q26, Net Financial Result improved by R$ 76.6 million, mainly due to the R$ 77.3 million decrease in interest on debt. In the YoY comparison, the R$ 5.6 million improvement reflects lower other financial expenses (+R$ 24.3 million) and higher financial income (+R$ 8.2 million), partially offset by interest on debt (-R$ 26.9 million).

KPIs (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	2Q26	Var.	9M26	9M25	Var.
Financial Income	**57.0**	**48.8**	**+17%**	**57.1**	**0%**	**164.8**	**149.3**	**+10%**
Income from financial investments	58.1	48.2	+21%	58.3	0%	168.9	145.3	+16%
Others	(1.1)	0.7	n.a.	(1.2)	-10%	(4.2)	4.0	n.a.
Financial Expenses	**(317.7)**	**(315.1)**	**+1%**	**(399.1)**	**-20%**	**(1,045.1)**	**(980.5)**	**+7%**
Interest on debt	(289.5)	(262.6)	+10%	(366.8)	-21%	(952.0)	(854.2)	+11%
Others	(28.2)	(52.5)	-46%	(32.4)	-13%	(93.1)	(126.3)	-26%
Net Financial Result	**(260.7)**	**(266.3)**	**-2%**	**(342.1)**	**-24%**	**(880.3)**	**(831.2)**	**+6%**
Net Financial Result from JVs	6.0	0.1	>100%	10.7	-44%	16.8	0.9	>100%
IFRS effect related to accrued interest	14.3	19.8	-28%	14.4	-1%	44.0	62.1	-29%
Adjusted Net Financial Result	**(240.4)**	**(246.4)**	**-2%**	**(317.0)**	**-24%**	**(819.5)**	**(768.2)**	**+7%**

5. NET INCOME (LOSSES)

Adjusted Net Income[1] was R$ 217.2 million in 3Q26, versus a loss of R$ 49.0 million in 2Q26 and income of R$ 16.9 million in 3Q25. The R$ 266.2 million QoQ improvement mainly reflects R$ 195.9 million higher EBIT and R$ 81.4 million better Net Financial Result, partially offset by R$ 24.2 million higher Income and Social Contribution Taxes.

Reconciliation from Net Income ex-share of profit of equity-accounted investees of R$ 226.3 million:

- Non-recurring items: +R$ 0.9 million;
- Tax Equity Partner Allocation and 5% cash distribution of EBITDA[2]: -R$ 34.5 million;
- IFRS effect related to accrued interest: +R$ 14.3 million;
- Net Income from JVs: +R$ 10.3 million.

KPIs (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	2Q26	Var.	9M26	9M25	Var.
EBIT ex-share of profit of equity-accounted investees	544.5	321.5	+69%	348.6	+56%	963.8	737.9	+31%
Net Financial Result	**(260.7)**	**(266.3)**	**-2%**	**(342.1)**	**-24%**	**(880.3)**	**(831.2)**	**+6%**
EBT ex-share of profit of equity-accounted investees	283.8	55.1	>100%	6.5	>100%	83.5	(93.3)	n.a.
Income and Social Contribution Taxes	(57.5)	(38.9)	+48%	(33.3)	+73%	(102.8)	(85.0)	+21%
Net Income (Losses) ex-Share of Profit of Equity-accounted Investees	**226.3**	**16.3**	**>100%**	**(26.8)**	**n.a.**	**(19.3)**	**(178.3)**	**-89%**
(-) Non-recurring items	0.9	21.6	-96%	-	n.a.	0.9	21.6	-96%
Tax Equity Partner Allocation[2]	(34.5)	(40.0)	-14%	(44.3)	-22%	(130.2)	(129.4)	+1%
IFRS effect related to accrued interest	14.3	19.8	-28%	14.4	-1%	44.0	62.1	-29%
Net Income from JVs	10.3	(0.8)	n.a.	7.7	+33%	19.4	3.8	>100%
Adjusted Net Income (Losses)[1]	**217.2**	**16.9**	**>100%**	**(49.0)**	**n.a.**	**(85.2)**	**(220.2)**	**-61%**

Notes: (1) Adjusted. Considers the *pro rata* stake of Serena's investments. Does not consider non-recurring items. (2) Considers Tax Equity Partner Allocation and 5% EBITDA Cash Distribution to Tax Equity.

serena

6. DEBT & CASH SUMMARY

3Q26 vs. 2Q26

In 3Q26, Adjusted Net Debt[1] was R$ 9.1 billion, 2% higher QoQ.

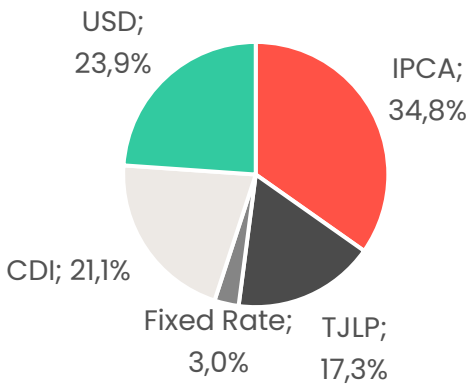
Net Debt / EBITDA LTM for the operational arm was 3.8x (-0.5x QoQ).

Average term:
4.68 years (-0.02 QoQ)

Average nominal cost:
10.2% p.a. (+0.41 p.p. QoQ)

Debt Index Breakdown[1]

(Sep. 30, 2026)



Debt (in R$ million)	3Q26	2Q26	Var.	3Q25	Var.
Gross Debt (in BRL)	9,382.7	9,483.7	-1%	9,229.8	+2%
Gross Debt (in foreign currency)	2,944.8	2,755.0	+7%	2,262.6	+30%
Total Gross Debt before Tax Equity Offset	**12,327.4**	**12,238.7**	**+1%**	**11,492.4**	**+7%**
Transaction Costs	(151.4)	(167.6)	-10%	(79.4)	+91%
Total Gross Debt (net of transaction costs)	**12,176.0**	**12,071.1**	**+1%**	**11,413.0**	**+7%**
(-) Tax Equity Offset	(697.7)	(714.4)	-2%	(941.8)	-26%
Total Gross Debt	**11,478.3**	**11,356.7**	**+1%**	**10,471.2**	**+10%**
(-) Total Cash	**(2,280.2)**	**(2,301.5)**	**-1%**	**(1,703.4)**	**+34%**
Cash and Equivalents	1,689.0	1,804.9	-6%	1,131.7	+49%
Restricted Cash	591.2	496.6	+19%	571.6	+3%
Net Debt	**9,198.1**	**9,055.2**	**+2%**	**8,767.8**	**+5%**

Adjusted Net Debt[1]	3Q26	2Q26	Var.	3Q25	Var.
Net Debt	9,198.1	9,055.2	+2%	8,767.8	+5%
Net Debt from JVs	-	-	n.a.	11.8	-100%
Gross Debt from JVs	-	-	n.a.	14.4	-100%
(-) Total Cash from JVs	-	-	n.a.	2.6	-100%
(-) Net Debt Arco Energia (Apolo JV)[2]	139.1	142.1	-2%	130.0	+7%
Adjusted Net Debt[1]	**9,059.0**	**8,913.1**	**+2%**	**8,649.6**	**+5%**

Average Nominal Cost and Term[2]	3Q26	2Q26	Var.	3Q25	Var.
Cost of Debt (%)	10.2%	9.8%	+41 bps	9.8%	+42 bps
Term (years)	4.7	4.7	-	4.8	-0.1

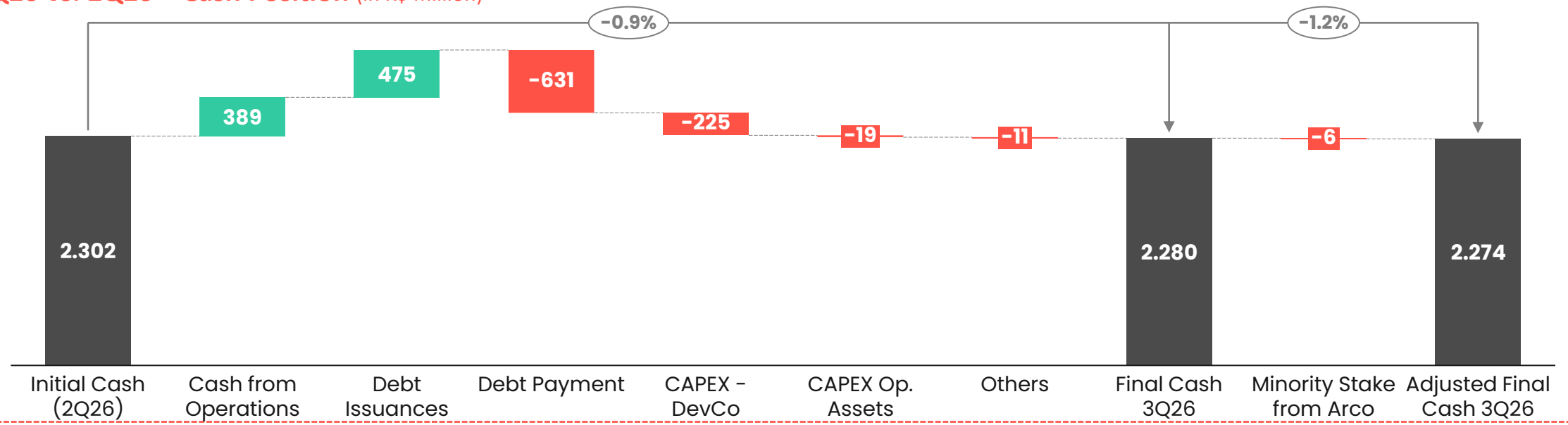
Other Credit Metrics	3Q26	2Q26	Var.	3Q25	Var.
Net Debt/EBITDA (LTM) – Covenant	3.8x	4.3x	-0.5x	3.4x	+0.4x

Notes: (1) Considers Serena's *pro rata* stake in its investments. Does not consider Tax Equity. Under US GAAP accounting, *tax equity* financings are presented as equity transactions (noncontrolling interests in equity), with no amortization or interest obligations. Since the Company follows IFRS guidelines in its corporate disclosure, *tax equity* accounting is treated as debt under this standard. (2) The Company currently holds a 69.95% stake in the Arco Energia joint venture.

serena

7. CASH POSITION

3Q26 vs. 2Q26 – Cash Position (in R$ million)



CAPEX Breakdown

Operating Assets CAPEX: Includes various initiatives from the asset management team aimed at improving the performance of our wind turbine fleet. Examples also include maintenance costs not covered by FSA contracts (such as *Balance of Plant – BoP*), or costs related to our small solar and hydroelectric assets.
Development CAPEX (DevCo): Mainly includes costs related to the development of GN2.

Cash Position (as of Sep. 30, 2026) – QoQ analysis

Final Cash decreased R$ 21.3 million, reaching R$ 2,280.2 million, a 1% reduction versus the previous quarter.

- **Cash inflows** totaled R$ 864.7 million, of which R$ 389.4 million came from operations and R$ 475.3 million from debt issuances.
- **Cash outflows** totaled R$ 886.1 million, with debt service being the main disbursement in the period (R$ 630.9 million).
  CAPEX was concentrated in DevCo (R$ 225.3 million in ongoing developments) and R$ 18.6 million allocated to operating assets.


serena
Appendix

serena

8. INCOME STATEMENT

P&L (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
Net Revenue	1,971.2	2,001.4	-2%	5,591.7	4,619.3	+21%
Energy Purchase net of Tax Credit	(1,101.7)	(1,273.6)	-13%	(3,512.0)	(2,714.6)	+29%
Energy Gross Profit	**869.4**	**727.8**	**+19%**	**2,079.7**	**1,904.7**	**+9%**
O&M	(90.9)	(108.2)	-16%	(290.0)	(295.8)	-2%
Regulatory Charges	(43.0)	(45.5)	-6%	(128.1)	(127.2)	+1%
General, Administrative and Personnel Expenses	(42.8)	(50.2)	-15%	(140.6)	(135.6)	+4%
Other Operating Income (Expenses)	55.6	(0.7)	n.a.	48.0	(2.5)	n.a.
Share of Profit of Equity-accounted Investees	0.2	0.4	-40%	2.4	5.0	-51%
EBITDA	**748.5**	**523.4**	**+43%**	**1,571.3**	**1,348.6**	**+17%**
Depreciation and Amortization	(203.8)	(201.6)	+1%	(605.1)	(605.8)	0%
EBIT	**544.7**	**321.8**	**+69%**	**966.3**	**742.9**	**+30%**
Net Financial Result	(260.7)	(266.3)	-2%	(880.3)	(831.2)	+6%
EBT	**284.0**	**55.5**	**>100%**	**85.9**	**(88.3)**	**n.a.**
Income and Social Contribution Taxes	(57.5)	(38.9)	+48%	(102.8)	(85.0)	+21%
Net Income (Losses)	**226.5**	**16.6**	**>100%**	**(16.9)**	**(173.4)**	**-90%**

serena

9. PROFITABILITY BUILD-UP

In 3Q26, Adjusted EBITDA[1,3] was 47% higher versus 3Q25.

Adjusted Energy Gross Profit[1] (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
Energy Gross Profit	869.4	727.8	+19%	2,079.7	1,904.7	+9%
Gross Profit from JVs	(3.5)	(0.3)	>100%	(5.2)	2.0	n.a.
Tax Equity Partner Allocation	(32.6)	(40.7)	-20%	(128.8)	(130.9)	-2%
Adjusted Energy Gross Profit	**833.4**	**686.8**	+21%	**1,945.7**	**1,775.8**	+10%

Opex & Expenses, Adjusted[1] (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
Opex & Expenses	(121.1)	(204.7)	-41%	(510.8)	(561.1)	-9%
Tax Equity Partner Allocation	(1.9)	0.7	n.a.	(1.4)	1.5	n.a.
(-) Non-recurring items	0.9	2.3	-63%	0.9	2.5	-66%
Opex & Expenses from JVs	0.5	(1.5)	n.a.	(0.8)	(3.3)	-77%
Adjusted Opex & Expenses	**(121.7)**	**(203.2)**	-40%	**(512.1)**	**(560.4)**	-9%

Adjusted EBITDA (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
EBITDA	748.5	523.4	+43%	1,571.3	1,348.6	+17%
(-) Share of Profit of Equity-accounted Investees	(0.2)	(0.4)	-40%	(2.4)	(5.0)	-51%
(-) Non-recurring items	0.9	2.3	-63%	0.9	2.5	-66%
EBITDA from JVs	(2.9)	(1.8)	+64%	(6.0)	(1.3)	>100%
Tax Equity Partner Allocation[2]	(34.5)	(40.0)	-14%	(130.2)	(129.4)	+1%
Adjusted EBITDA	**711.7**	**483.6**	**+47%**	**1,433.6**	**1,215.5**	**+18%**
Adjusted EBITDA Margin[3] (%)	85.4%	70.4%	+15.0 p.p.	73.7%	68.4%	+5.2 p.p.

Adjusted Net Income (Losses)[1,4] (in R$ million)	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
Net Income (Losses) ex-Share of Profit of Equity-accounted Investees	226.3	16.3	>100%	(19.3)	(178.3)	-89%
Non-recurring items	0.9	21.6	-96%	0.9	21.6	-96%
Tax Equity Partner Allocation[2]	(34.5)	(40.0)	-14%	(130.2)	(129.4)	+1%
IFRS effect related to accrued interest	14.3	19.8	-28%	44.0	62.1	-29%
Net Income from JVs	10.3	(0.8)	n.a.	19.4	3.8	>100%
Adjusted Net Income (Losses)	**217.2**	**16.9**	**>100%**	**(85.2)**	**(220.2)**	**-61%**

Notes: (1) Considers the *pro rata* stake of Serena's investments. Net of IFRS effects related to Tax Equity. (2) Considers PTC (*Production Tax Credit*) proportional Tax Equity Partner Allocation and 5% EBITDA Cash Distribution to Tax Equity. (3) Adjusted EBITDA / Adjusted Energy Gross Profit.


serena
Powering Prosperity