

# Apresentação de Resultados

## 3T24

## 1

## Performance YTD 2024

- **3T24 com maior produção (+19%) que o 3T23, mas Lucro Bruto Unitário (-11%) menor (R\$ 223,6 vs. R\$ 252,0)**
  - A contribuição de novos ativos (Assuruá 5, Goodnight 1 e usinas GD), adicionou 462 GWh para a produção de energia;
  - 3T23 teve maior produção de energia na base de mesmos ativos (e menores necessidades de proteção) e melhores margens da plataforma de energia.
- **R\$ 1.194 milhões de EBITDA' YTD**
  - R\$ 676,3 mm em Lucro Bruto de Energia' no 3T24 (vs. R\$ 639,9 mm no 3T23);
  - R\$ 491,0 mm EBITDA' no 3T24 (vs. R\$ 493,1 mm no 3T23), em linha com o mesmo trimestre do ano anterior;
  - 12% de crescimento EBITDA ano contra ano;
  - Recursos mais fracos, atrasos nas conexões das novas usinas de GD, *curtailment* e preços de energia mais baixos para a energia não vendida;
  - 9 meses recorde da plataforma de energia (R\$ 81,5 mm Lucro Bruto YTD)

## 2

## Performance Futura

- **Guidance 2024 mantido (entre R\$ 1.721 milhões e R\$ 1.920 milhões) devido ao resultado potencial do 4T24.**
  - Plataforma de energia, melhores níveis de margem dos ativos, redução do *curtailment* e mais usinas de GD conectadas à rede
- **Perspectivas para os próximos trimestres:**
  - Impacto do *curtailment* deve diminuir dado nova capacidade de transmissão e perfil horário de geração favorável
  - Preços de energia renovável nos EUA devem se manter fortes, possibilitando estratégias que podem reduzir as variações dos preços de curto-prazo
  - Atrasos nas conexões dos ativos de GD causado pelas distribuidoras a ser resolvido
  - Recursos naturais eventualmente revertendo aos níveis médios em Assuruá e Delta

## 3

## Investimentos &amp; Capital

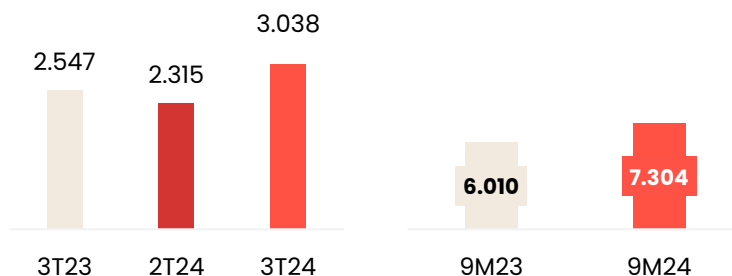
- **Estrutura de capital:**
  - Dívida Líquida de R\$ 8,62 bilhões, caindo de R\$ 8,7 bilhões no 2T24;
  - Índice de dívida líquida/EBITDA estável de 4,86x em relação ao 2T24
  - Baixa exposição aos aumentos de taxas no Brasil (apenas ~20% da nossa dívida está conectada ao CDI) e portfólio altamente contratado para sustentar nosso caminho de desalavancagem
  - Baixo custo da dívida (Kd nominal de 8,75%)
  - Cobertura confortável da dívida após o aumento das linhas de longo prazo para Goodnight 1 e Assuruá 4 e 5
- **Investimentos**
  - Crescente demanda de IA, mobilidade, e metas net-zero criam um mercado vibrante nos EUA com promissoras oportunidades de liquidez e alocação de capital
  - Otimização do portfólio atual e rotação seletiva de ativos são nossas prioridades no Brasil

### 9M24 justo, apesar dos recursos, preços do mercado EUA e atrasos da GD

Variação YoY do EBITDA 3T24 ficou estável

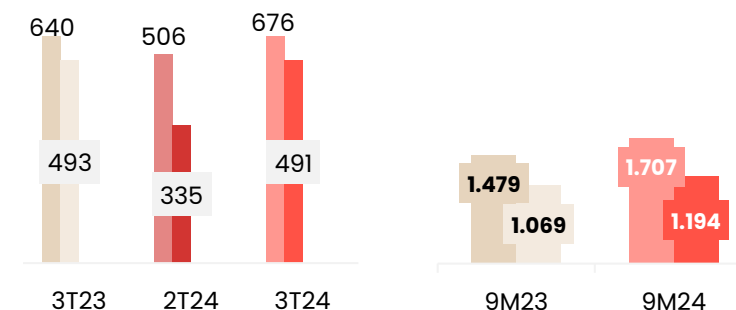
#### Produção de Energia<sup>1,2</sup> (GWh)

3T e 9M – Análises YoY e QoQ



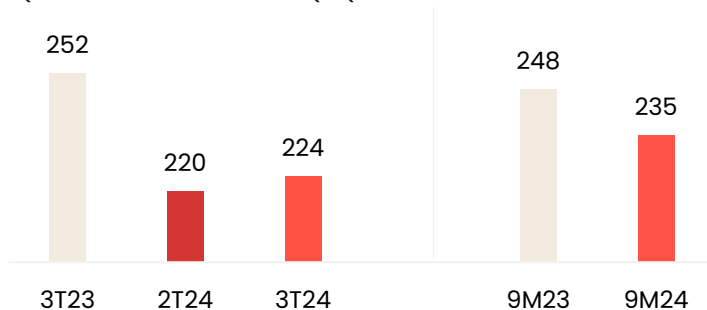
#### Lucro Bruto de Energia<sup>1,3</sup> e EBITDA<sup>1,3</sup> (R\$ mm)

3T e 9M – Análises YoY e QoQ



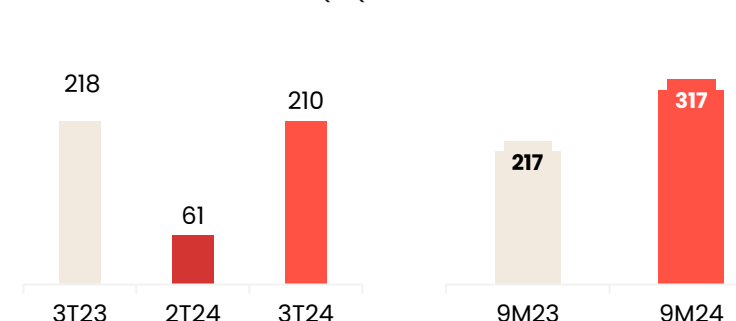
#### Lucro Bruto Unitário<sup>4</sup> (R\$/ MWh)

3Q e 9M – Análises YoY e QoQ



#### Lucro Caixa (R\$ mm)

3T e 9M – Análises YoY e QoQ



### Destaques 9M24

- **EBITDA<sup>1</sup> de R\$ 1.194,1 mm no 9M24** (vs. R\$ 1.068,8 mm no 9M23): +12% de aumento.
- No **3T24**, nosso EBITDA de R\$ 491,0 ficou estável quanto ao 3T23, principalmente explicado por:
  - + R\$ 88,2 mm de novos ativos;
  - - R\$ 8,6 mm do efeito da operação de permuta de ativos;
  - - R\$ 63,1 mm da Plataforma de Energia, Superávits de Energia e outros efeitos no LBE;
  - Aumento nos Custos e Despesas da base de mesmos ativos: -R\$ 18,5 mm.
- **Nosso Lucro Caixa do 9M24 alcançou R\$ 317 mm**, um *yield* anualizado de 8%.

#### EBITDA Reportado vs. EBITDA Potencial

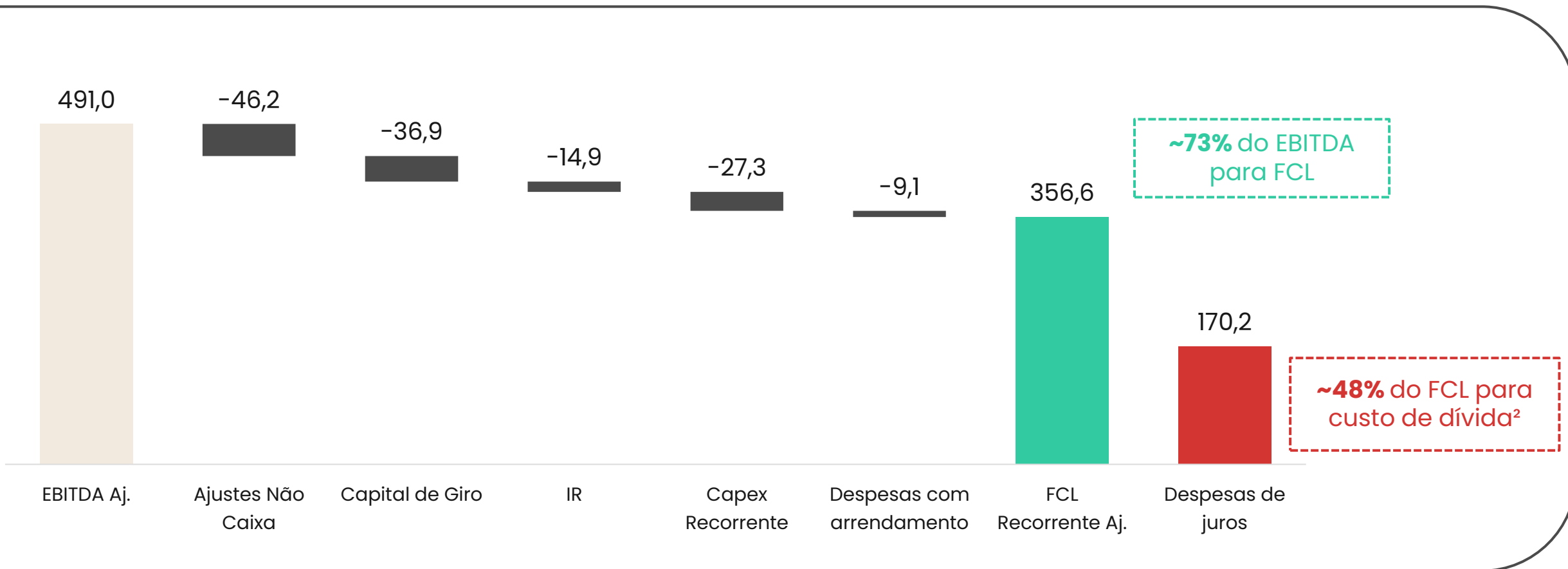
**Tivemos diversos impactos não gerenciáveis em nosso EBITDA<sup>1</sup> deste trimestre. Se mensurássemos estes efeitos, o EBITDA do trimestre teria sido de R\$ 564,3 mm.**

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

Notas: (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)). A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. (a) a partir do 1T24 para dados de Balanço Patrimonial e (b) a partir do 2T24 para os resultados. (2) Considera 100% em Pipoca e ativos de Geração Distribuída. (3) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não-consolidados (51% em Pipoca e 70% no portfólio de Geração Distribuída). Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity e itens não-recorrentes. (4) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada.

Nosso modelo de negócios tem uma alta conversão EBITDA para FCL, dando a Serena um nível robusto e previsível de geração de fluxo de caixa para cobrir custos de dívida e manter liquidez e índices financeiros saudáveis.

## EBITDA ajustado recorrente para FCL<sup>1</sup> 3T24




Notas: (1) Em um ano típico, os itens apresentados acima devem representar -10-20% do EBITDA SRNA. (2) Considera o nível atual de endividamento e custo de dívida.





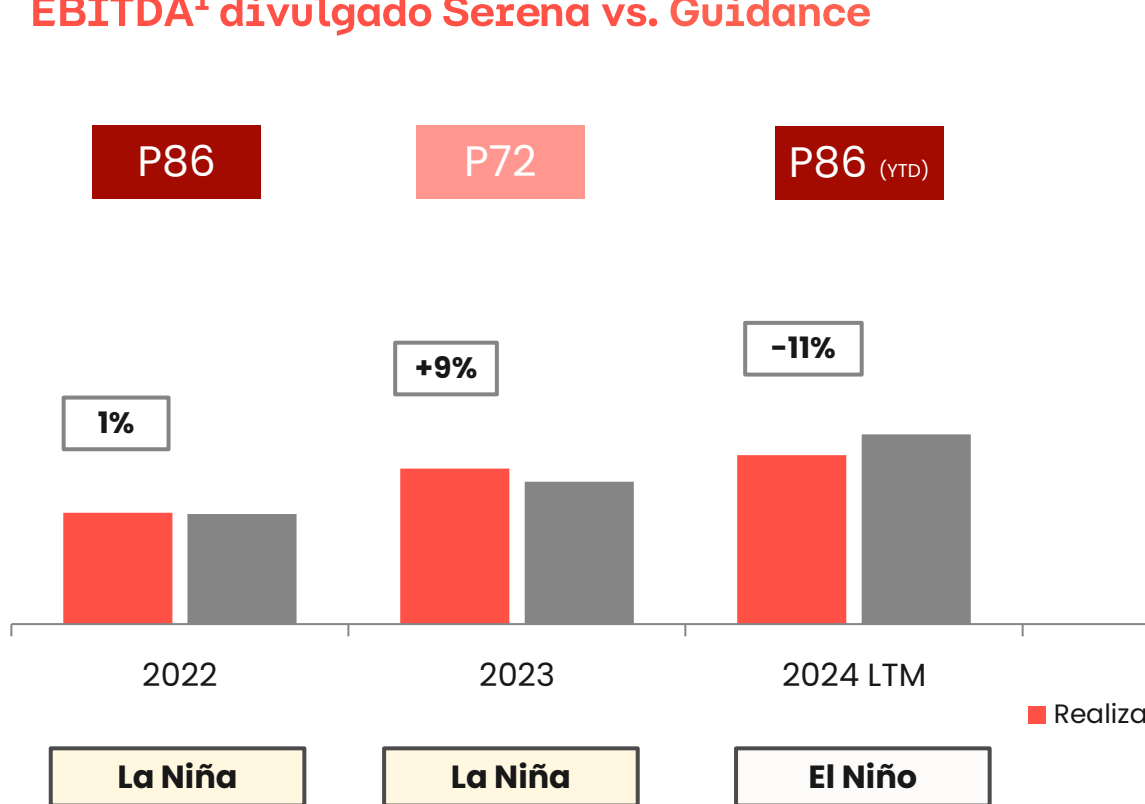
Xique-Xique, BA

 serena

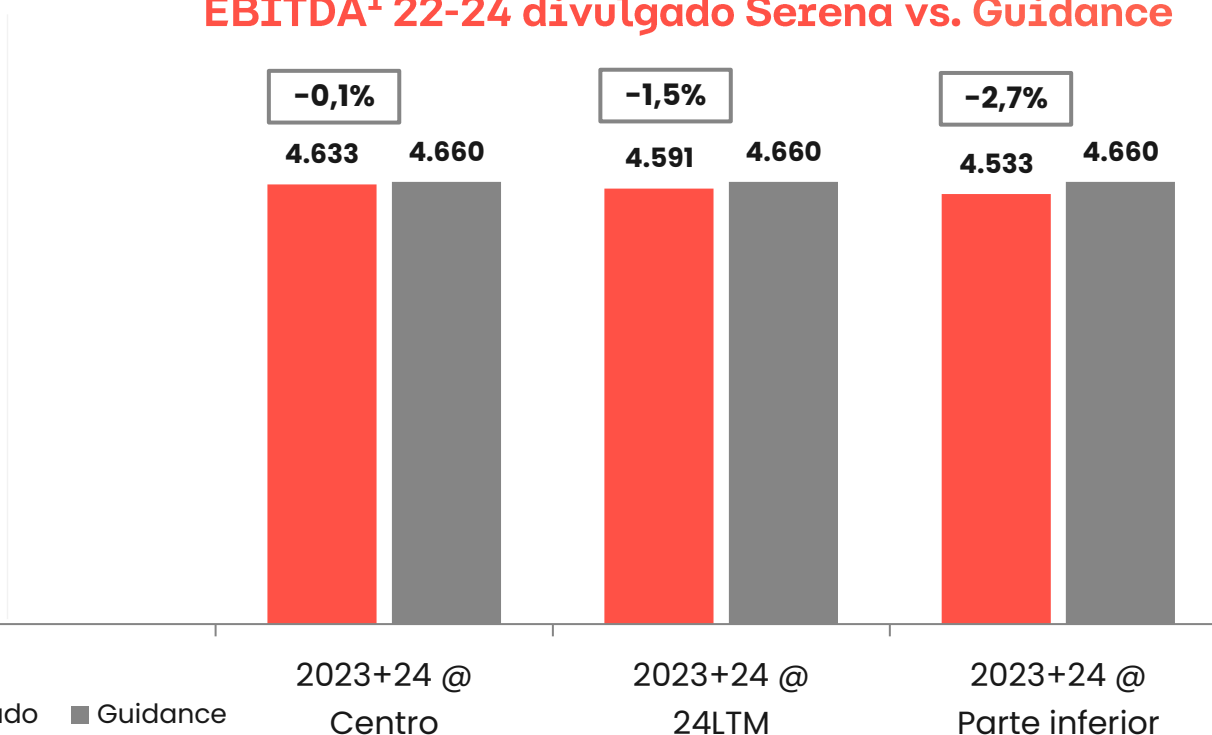
Complexo Assuruá – 808,1 MW

A Serena tem provado sua capacidade de navegar em qualquer tipo de ambiente de mercado e superar todos os tipos de desafios, com um histórico de entrega do plano desde o seu IPO. Por exemplo, nosso guidance de EBITDA no início do ano somados para 2022, 2023 e 2024 totalizou R\$ 4,66 bilhões e os números realizados devem variar de R\$ 4,64 bilhões (centro do guidance atual para 2024) a R\$ 4,53 bilhões (base do guidance).

EBITDA<sup>1</sup> divulgado Serena vs. Guidance



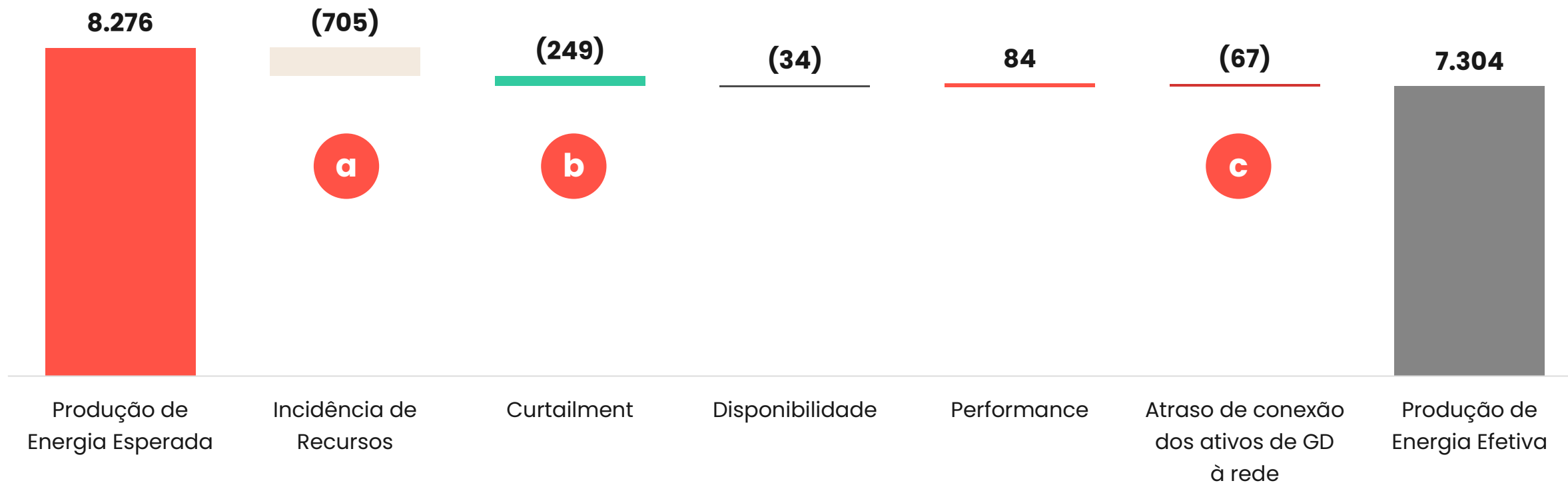
EBITDA<sup>1</sup> 22-24 divulgado Serena vs. Guidance



Notas: (1) Ajustado.

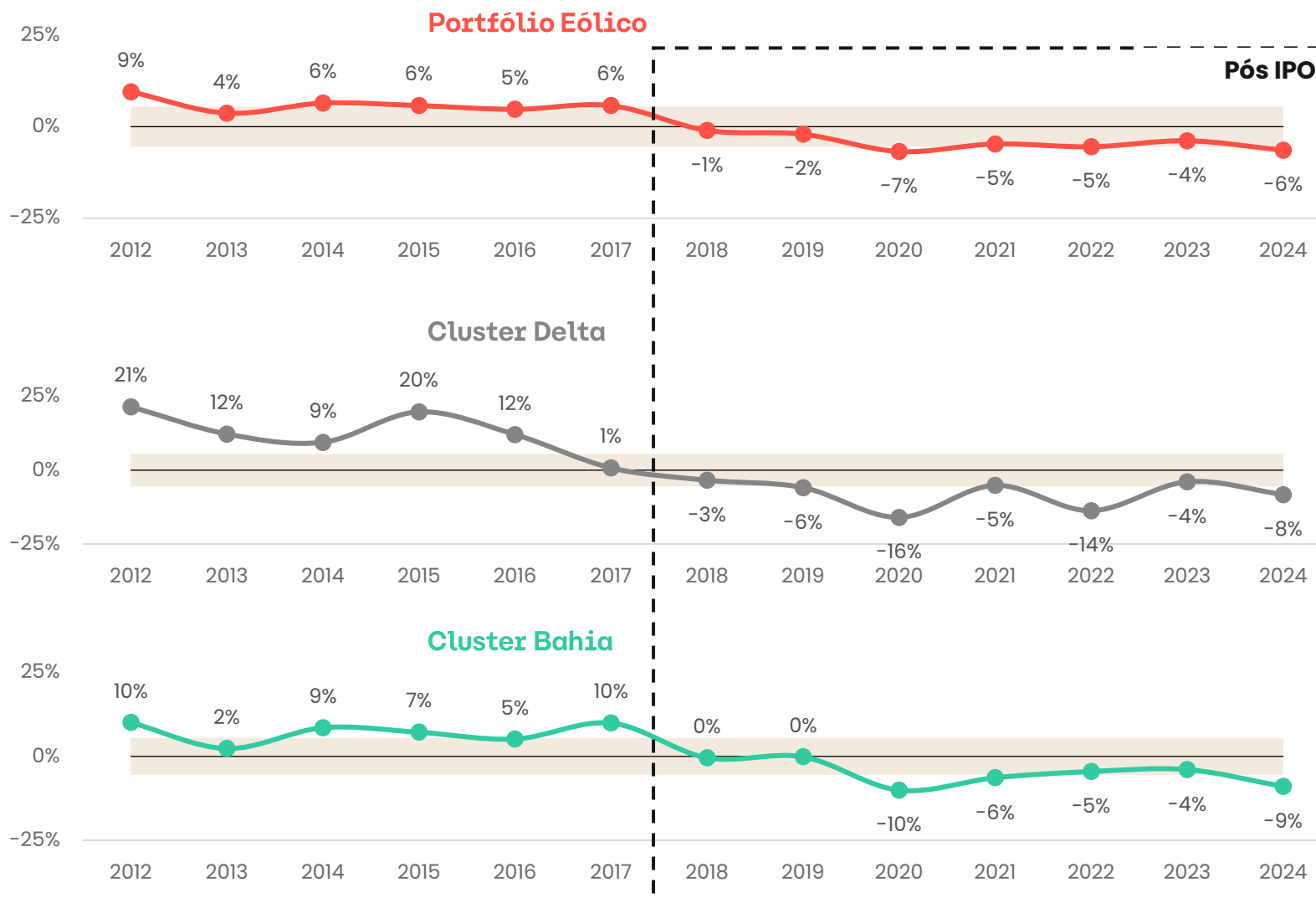
Nossa performance do 9M24 ficou abaixo das nossas projeções principalmente devido ao desvio na produção de energia causado por (a) recursos mais fracos (8% abaixo YTD), (b) impactos de redução (2,6% no portfólio e atrasos na conexão com as distribuidoras para nossos novos projetos de geração distribuída

**Desvio da produção de energia 9M24 (GWh)**



## Visão geral recursos

Desvio P50 (2012 – Set/2024)



**Antes do nosso IPO em 2017, os recursos dos nossos 2 maiores clusters estavam substancialmente acima do P50.**

**Dados históricos continuam a indicar que deve haver uma reversão a média.**

### Análise do recurso eólico

- Olhando para dados históricos fica claro que existem efeitos cíclicos que afetam os recursos eólicos.
- Pré-IPO tivemos um ciclo excepcional de 5 anos com recursos acima do P50, e os últimos 5 anos foram o exato oposto deste histórico.
- A ciclicidade é inerente aos recursos eólicos, e enquanto não conseguimos prever quando esta reversão irá iniciar, não há evidências que sugerem que não devemos esperar esta eventual reversão.
- Por fim, o portfólio eólico da Serena ficou mais diversificado ao longo dos anos, e o impacto de ventos mais fracos em locais específicos foi atenuado por outras localidades. **Atualmente, o desvio padrão do recurso bruto do portfólio de energia da Serena é de 5,1%.**

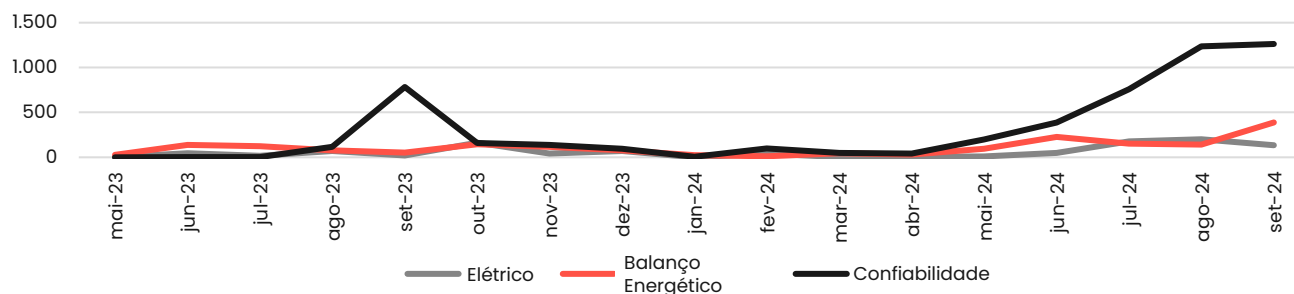


## Visão geral curtailment

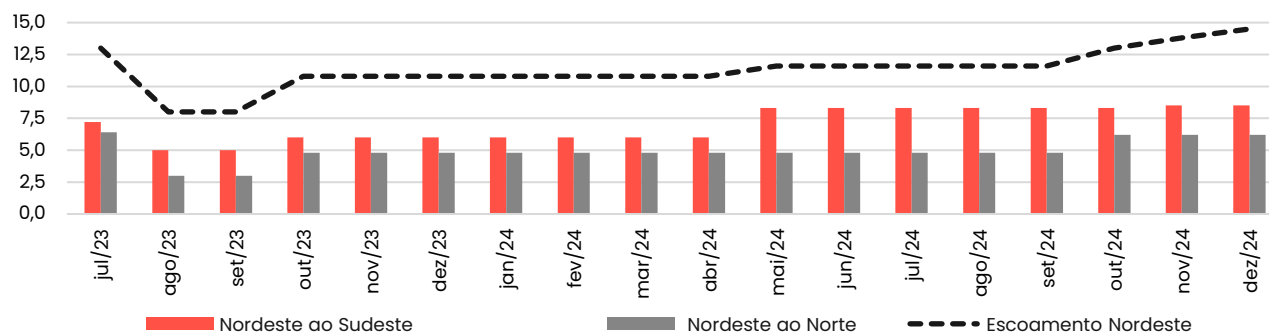
### Curtailment 9M24 em números – 3,6% em perdas de energia e 2,6% em perdas de Lucro Bruto de Energia

- Esperamos que os impactos de curtailment em nosso portfólio devam diminuir em 2025 quando comparados à 2024.
- Expansão da capacidade de escoamento da região NE para outras regiões do Brasil. Até o fim de 24, deve haver ~6,5GW de nova capacidade de escoamento ou ~80% desde o apagão de Ago/23.
  - Novas informações de geradores renováveis para a ONS deve permitir a redução de restrições de transmissão causado pelo apagão de 15 de agosto;
- O portfólio Serena é mais isolado de impactos do curtailment quando comparado à maioria da indústria, e estamos trabalhando para melhorar nossas proteções e nos beneficiar do perfil de geração positivo que nosso ativo mais impactado (Bahia) tem, para continuar mitigando futuros impactos.

### Evolução do curtailment no Brasil (GWh)



### Capacidade de Transmissão de Energia do Nordeste (GW)

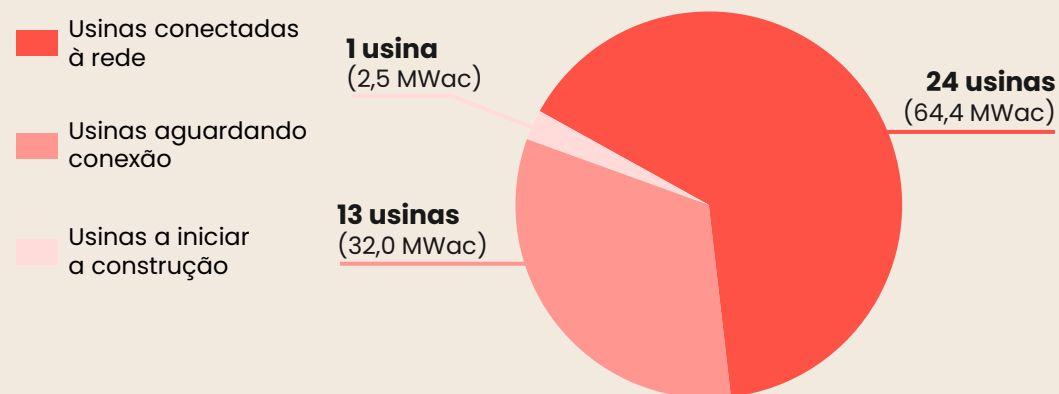


#	Ativo	Tipo de Conexão	Perdas de Energia (9M24)			
			Total	Elétrico	Confiab.	Energia
1	<b>Delta PI (Delta 1 e 2)</b> 147,8 MW	Distribuição	-	-	-	-
1	<b>Delta MA (Delta 3, 5 - 8)</b> 426,0 MW	Transmissão	<b>1,4%</b>	0,0%	0,0%	1,4%
2	<b>Ventos da Bahia 1</b> 66,0 MW	Distribuição	-	-	-	-
2	<b>Ventos da Bahia 2 e 3</b> 298,1 MW	Transmissão	<b>5,9%</b>	2,0%	2,4%	1,5%
3	<b>Assuruá 1 - 5</b> 808,1 MW	Transmissão	<b>5,2%</b>	1,4%	2,6%	1,2%
4	<b>Gargaú</b> 28,1 MW	Distribuição	-	-	-	-
5	<b>Chuí</b> 582,8 MW	Transmissão	<b>0,4%</b>	0,0%	0,0%	0,4%
<b>Serena Brasil</b>			<b>3,6%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,1%</b>

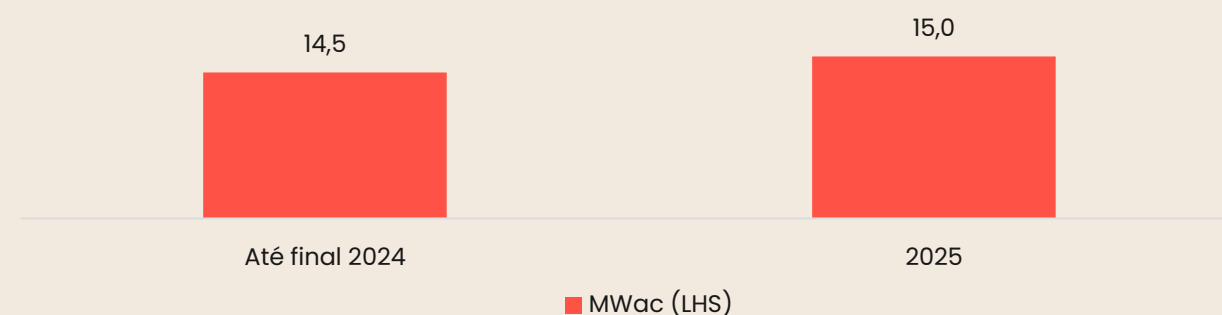
**Maior parte dos nossos ativos de GD estão prontos para operar, com um volume da frustração de produção vs. forecast (-67 GWh) devido a atrasos nas conexões pelas distribuidoras locais. Na frente de desenvolvimento, todos os ativos foram entregues no prazo e dentro do orçado.**

- Dos 32 MWac aguardando a conexão à rede, esperamos que 14,5 MWac estejam conectados até o fim do ano, e o remanescente em 2025. Uma vez que estas conexões estiverem completamente resolvidas, esperamos que o negócio de GD performe próximo ao plano dado que os desvios de produção tendem a ser menores.
- A Serena avaliará a possibilidade de pedir indenizações pela violação de prazos regulatórias de conexão.
- No entanto, nosso portfólio de GD deve estar conectado por completo à rede e entregando resultados de acordo com nosso plano de negócios em 2025.

### Capacidade total aprovada das usinas conectadas à rede



### Cronograma de conexão esperado de GD<sup>1</sup>



Notas: Cronograma esperado de acordo com os compromissos revisados das distribuidoras locais. Não impede que as distribuidoras locais atrasem ainda mais as conexões.

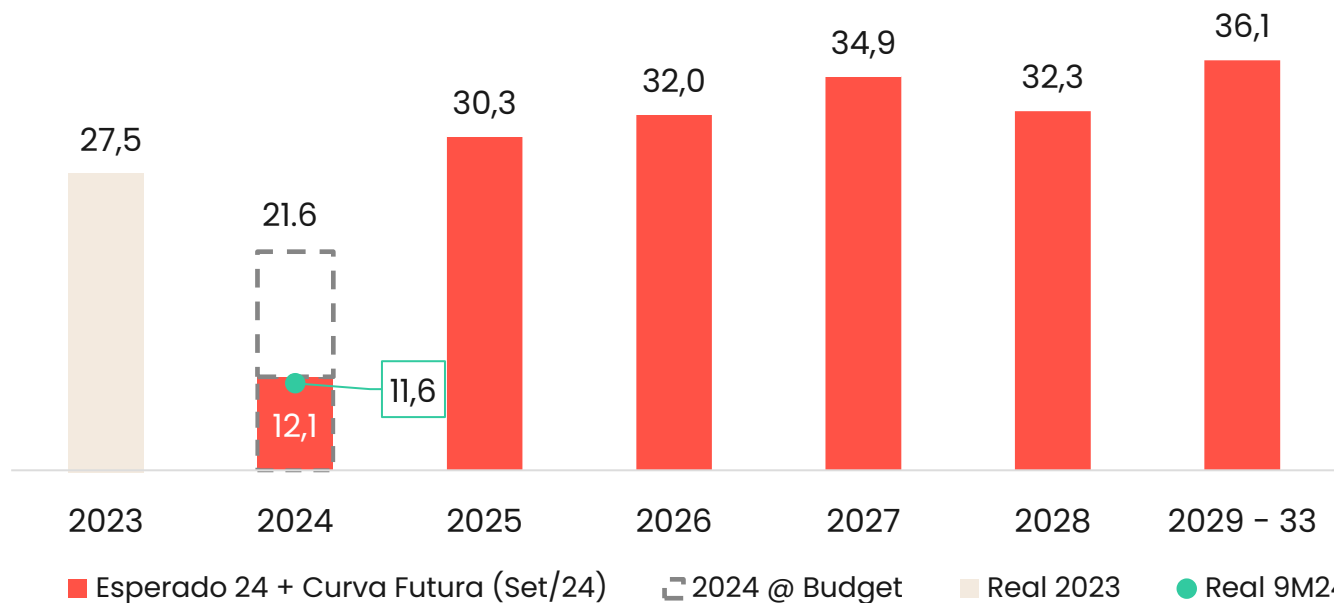


Os preços de mercado no ERCOT foram outro fator importante para o LBE 9M24 abaixo do esperado (R\$ 63,4 mm abaixo das expectativas).  
No entanto, preços futuros permanecem em níveis elevados

### Curva Futura: Volatilidade de preço de CP teve pouco impacto nos preços de LP

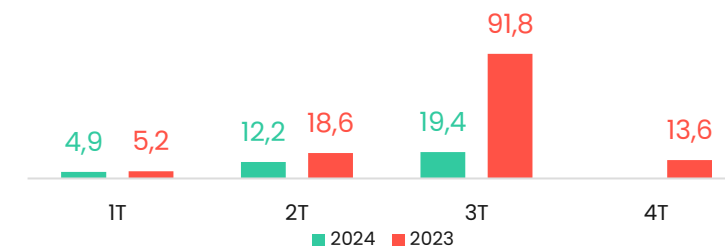
#### Preços Nodais Capturados

Não considera receitas de REC adicionais (~US\$ 3-5/MWh<sup>3</sup>)



Apesar da frustração de preços verificada neste ano no ERCOT, preços futuros ainda refletem os fundamentos de aumento de demanda esperado na região, e ainda muito acima do que estava precificado em 2023 (+17%)

#### Preços Nodais capturados trimestrais (\$/MWh)



#### Sazonalidade de produção esperada

1T	2T	3T	4T
27%	27%	19%	27%

Notas: (1) Futuro do ICE. Preços ponderados pela geração; (2) West Hub ICE Futuro para 2025-2033. Preços ponderados pela geração. (3) Considera preços atuais de mercado.

## DESTAQUES DO PORTFÓLIO

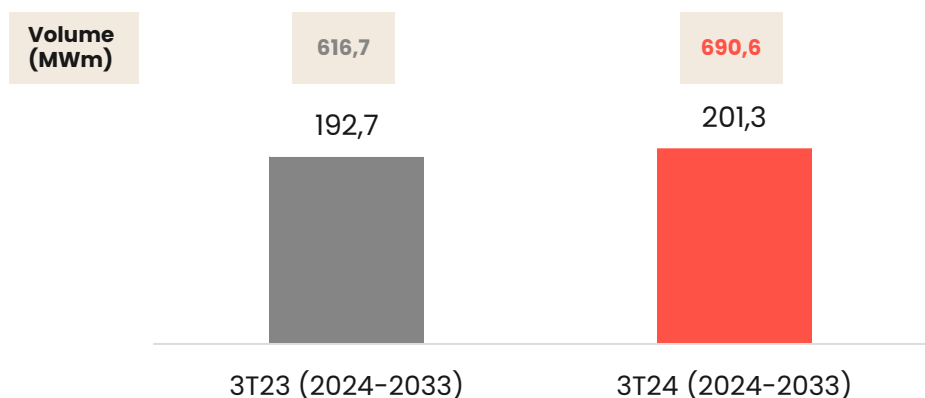
### Balanço Energético

Dada a nossa previsão em 2022 sobre o excesso de oferta e a queda dos preços de longo prazo no Brasil, desde então, ampliamos nossos esforços comerciais para reduzir nossa exposição aos preços de LT, o que tem se mostrado uma estratégia muito bem-sucedida.

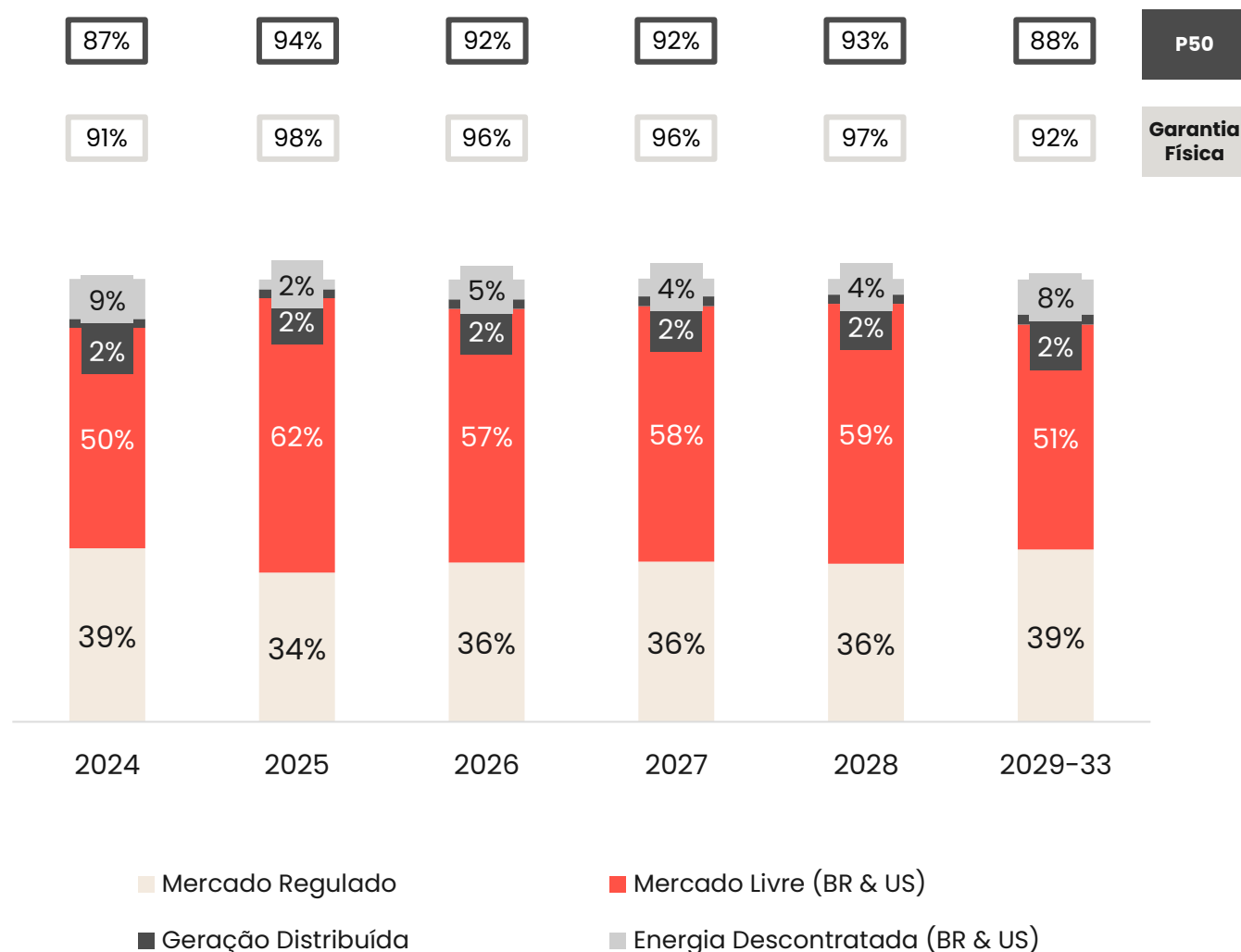
Atualmente, ~94% de nossa Garantia Física de 10 anos está contratada em um preço médio de venda de R\$ 223,2/MWh.

- Desde o 3T23, aumentamos nosso nível médio contratado 2024-33 em 4 p.p., com um aumento de 4,5% (R\$ 8,7/MWh) em termos reais em nossos preços médios de venda do ACL no mesmo horizonte de tempo.
- Os preços médios de venda do portfólio da Serena permanecem bem acima dos preços de mercado de longo prazo, comprovando a assertividade de nossa estratégia de portfólio nos últimos trimestres.

Preços Médios do Mercado Livre (ACL) – comparação YoY  
(R\$/MWh em termos reais)



### Balanço Energético (% nível de contratação @GF<sup>2</sup> e @P50<sup>3</sup>)



Notas: (1) Média ponderada. (2) Para o Portfólio BR considera perdas da rede básica e perdas internas. Considera o P90 da certificadora como Garantia Física para Assuruá 4 e 5. (3) Líquido de efeito esteira decorrente das expansões e ponderado por dados operacionais. considera perdas da rede básica e perdas internas.





 serena

UFV Porangatu I



Para informações mais detalhadas, por favor acesse nosso site de Relações com Investidores.

<https://ri.srna.co>

## Relações com Investidores

[ri@srna.co](mailto: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 Presentation 3Q24

## 1

## 2024 YTD Performance

- **3Q24 with higher (+19%) production than 3Q23 but lower (-11%) Unit Gross Profit (R\$ 223.6 Vs R\$ 252.0)**
  - Contribution from new assets (Assuruá 5, Goodnight 1 and DG plants), added 462 GWh to energy production
  - 3Q23 had higher energy production from same-assets (and less market hedging) and better energy platform margins
- **R\$ 1,194 million EBITDA' YTD**
  - R\$ 676.3 mm Energy Gross Profit<sup>1</sup> in 3Q24 (vs. R\$ 639.9 million in 3Q23)
  - R\$ 491.0 mm EBITDA<sup>1</sup> in 3Q24 (vs. R\$ 493.1 million in 3Q23), which is in line on a Year Over Year basis
  - 12% EBITDA growth Year over Year
  - Softer resources, connection delays in new DG plants, curtailment and lower energy prices for uncontracted energy
  - Record 9 months of Energy Platform (R\$ 81.5 mm Gross Profit YTD)

## 2

## Future Performance

- **2024 guidance maintained (Between R\$ 1,721 million and R\$ 1,920 million) due to potential of 4Q24 results**
  - Energy platform gross profit, asset level margins, reduced curtailment and more DG plants connected to the grid
- **Perspectives for following quarters**
  - Curtailment impact to decrease due to more grid capacity and favorable hourly generation profile
  - U.S. renewable power prices to stay strong enabling strategies that can reduce short-term price variations
  - Connection delays for DG assets caused by utilities to be resolved in 2025
  - Natural resources reversing to long-term average levels in Assuruá and Delta

## 3

## Investments &amp; Capital

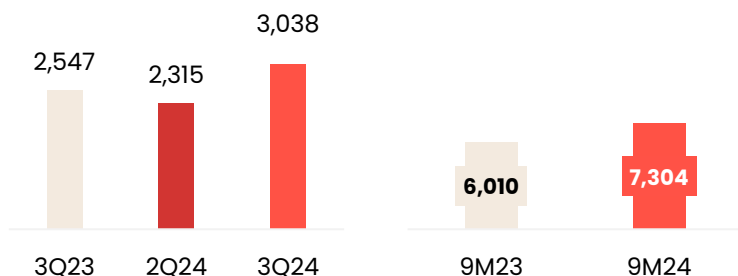
- **Capital structure**
  - Net debt of R\$ 8.62 billion, down from R\$8.7 billion in 2Q24
  - Stable Net debt/EBITDA ratio of 4.86x Vs 2Q24
  - Low exposure to rising rates in BZ (only ~20% of our debt is CDI-linked) and highly contracted portfolio to sustain our deleveraging path
  - Low cost of debt (nominal Kd of 8.75%)
  - Comfortable debt coverage after the raising of long-term lines for Goodnight 1 and Assuruá 4 & 5
- **Investments**
  - Growing demand from AI, mobility, and net-zero goals leading to a vibrant U.S. market with promising capital allocation and liquidity opportunities
  - Optimization of existing portfolio and select asset rotation are top priorities in Brazil

### Fair 9M24 despite resources, US market prices and DG delays

Flat 3Q24 EBITDA YoY variation

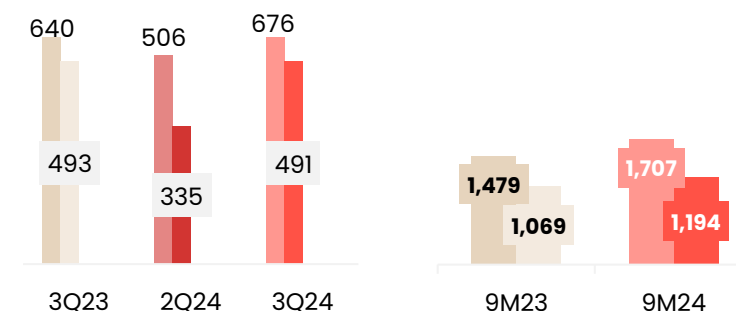
#### Energy Production<sup>1,2</sup> (GWh)

3Q and 9M – YoY and QoQ Analysis



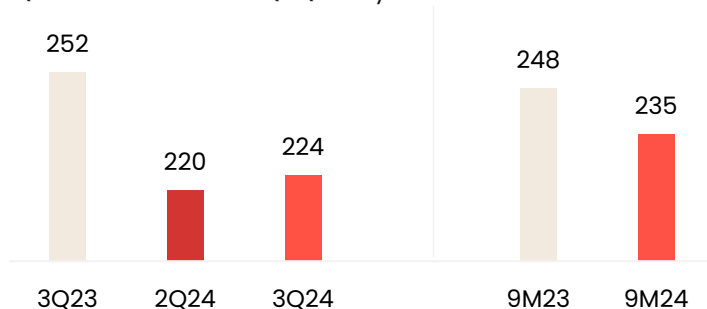
#### Energy Gross Profit<sup>1,3</sup> and EBITDA<sup>1,3</sup> (R\$ mm)

3Q and 9M – YoY and QoQ Analysis



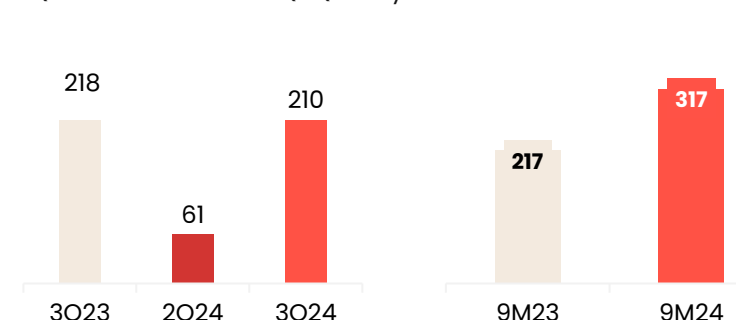
#### Unit Gross Profit<sup>4</sup> (R\$/ MWh)

3Q and 9M – YoY and QoQ Analysis



#### Cash Earnings (R\$ mm)

3Q and 9M – YoY and QoQ Analysis



### 9M24 Performance Remarks

- **EBITDA<sup>1</sup> of R\$ 1,194.1 mm in 9M24** (vs. R\$ 1,068.8 mm in 9M23): +12% increase.
- In **3Q24**, our EBITDA of R\$ 491.0 came flat compared to 3Q23, mainly explained by:
  - + R\$ 88.2 mm from new assets;
  - - R\$ 8.6 mm from Asset Swap effects;
  - - R\$ 63.1 mm from Energy Platform, Energy Surpluses and other effects in EGP;
  - Increase in Opex & Expenses from Same Assets: -R\$ 18.5 mm.
- **Our 9M24 cash earnings reached R\$ 317 mm**, an annualized 8% earnings yield.

#### Reported EBITDA vs. Potential EBITDA

**There were several non-manageable impacts to our EBITDA' this quarter. If we were to measure these effects, EBITDA for the quarter would have been R\$ 564.3 mm.**

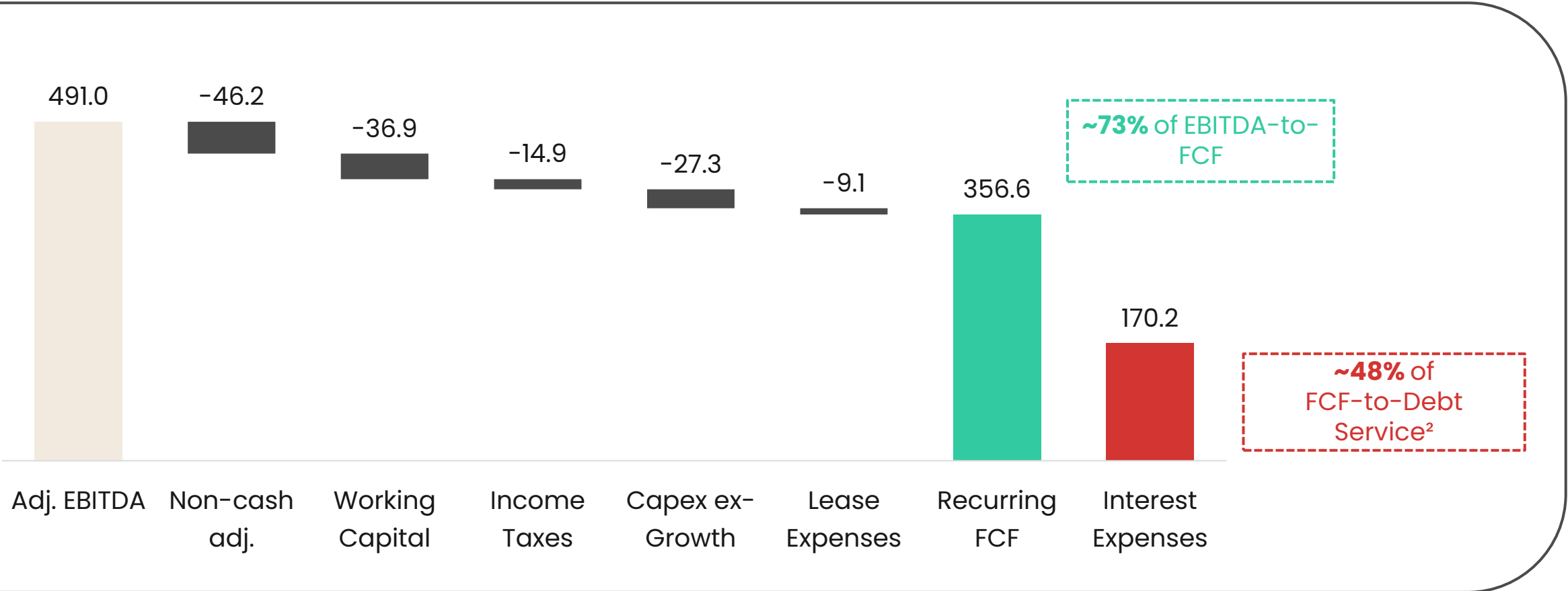
- Spot prices in the US didn't follow the forward curve from the time of our budget: R\$ 34.2 mm;
- Uncommon high levels of curtailment this quarter: R\$ 31.8 mm;
- DG connection delays in the grid by DisCos: R\$ 7.3 mm.

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). The Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia and no longer has a stake in Pirapora (a) in its Balance Sheet from 1Q24 on and (b) in its results from 2Q24 on. (2) Considers 100% in Pipoca and Distributed Generation assets. (3) Adjusted. Considers the pro-rata stake of Serena's investments (51% in Pipoca and 70% in Distributed Generation JV with Apolo – Arco Energia S.A.). Net of Tax Equity's IFRS effects and non-recurring items. (4) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production.




Our business model has a high EBITDA-to-Op. FCF conversion, giving Serena a predictable and robust level of cash flow generation to cover debt services and maintain healthy financial ratios and liquidity.

**Recurring EBITDA to Op. FCF Bridge<sup>1</sup> 3Q24**



Notes: (1) On a typical year, the items presented above should represent ~10-20% of SRNA's EBITDA. (2) Considers current level of indebtedness and cost of debt.



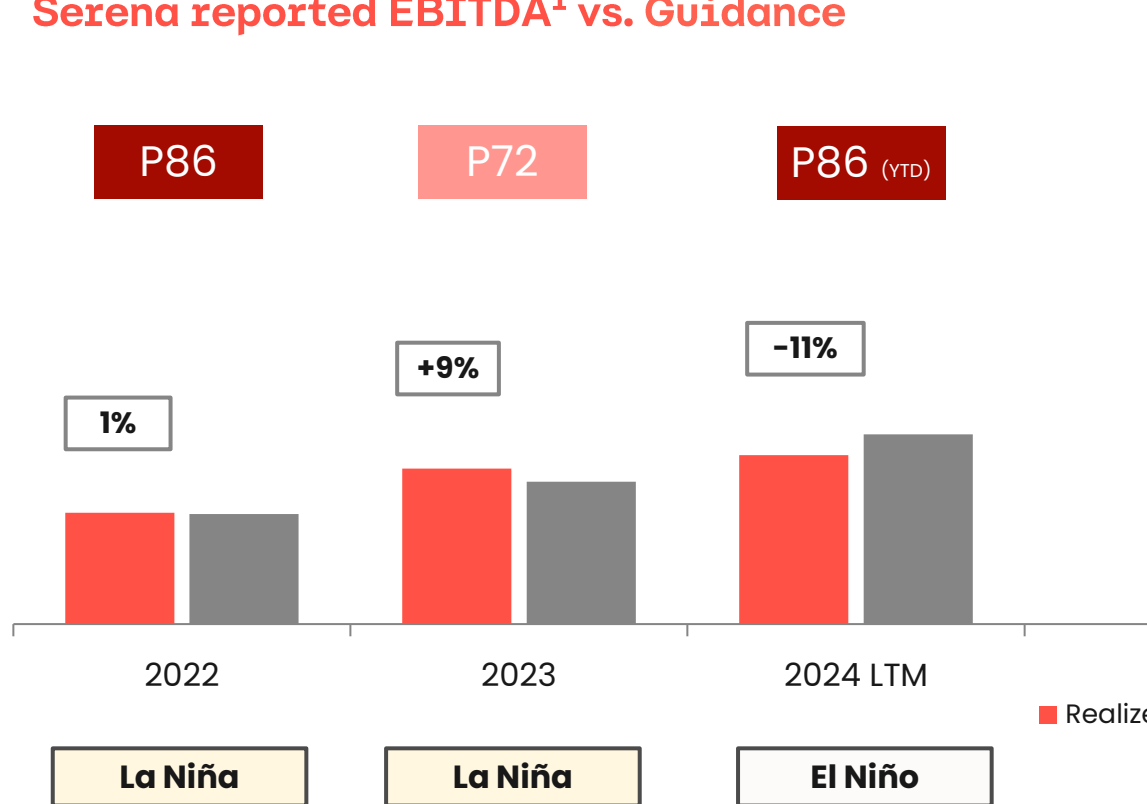
 serena

**Assuruá Complex – 808.1 MW**

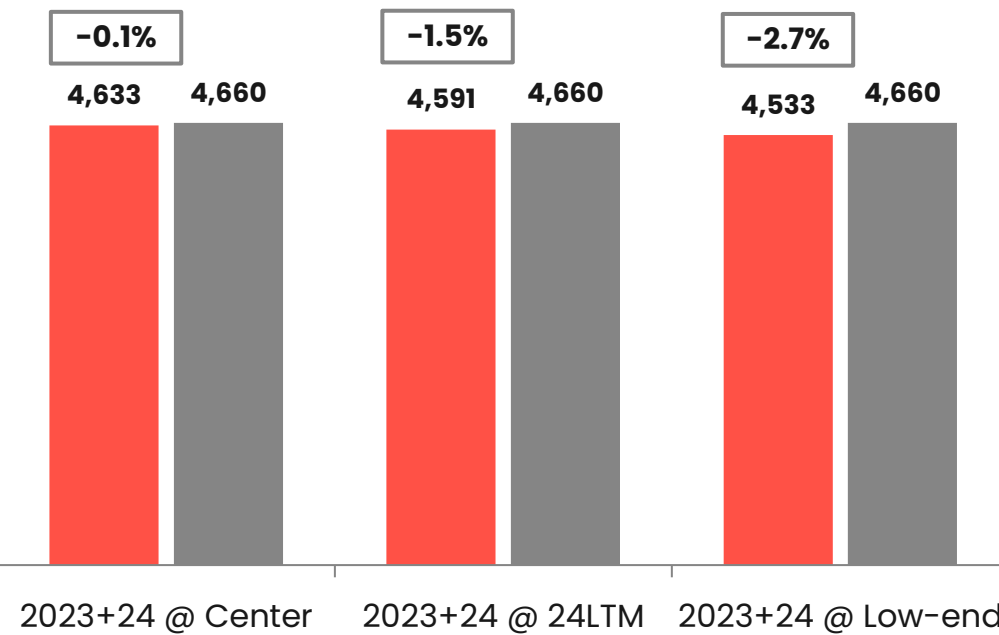
Historical EBITDA has always been close to guidance and consensus

Serena has proven its ability to navigate in any type of market environment and overcome all sorts of challenges, with a track-record of on-plan delivery since its IPO. For example, our begin of the year EBITDA guidance for 2022, 2023 and 2024 totaled R\$ 4.66 billion and actual figures should range from R\$ 4.64 billion (center of current 2024 guidance) to R\$ 4.53 billion (bottom of the guidance).

Serena reported EBITDA<sup>1</sup> vs. Guidance



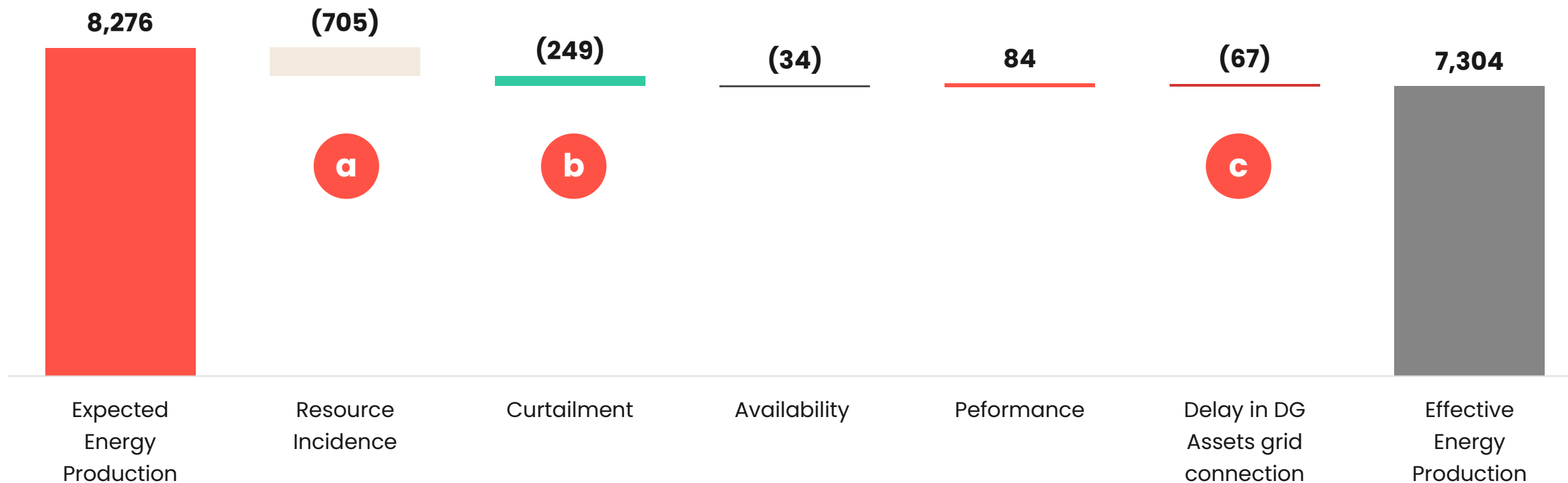
Serena reported 22-24 EBITDA<sup>1</sup> vs. Guidance



Notes: (1) Adjusted.

Our 9M24 performance was below our projection mainly due to energy production deviation caused by (a) weaker resources (8% below YTD) , (b) curtailment impacts (2.6% at a portfolio level), and (c) connection delays with utilities for our new distributed generation projects

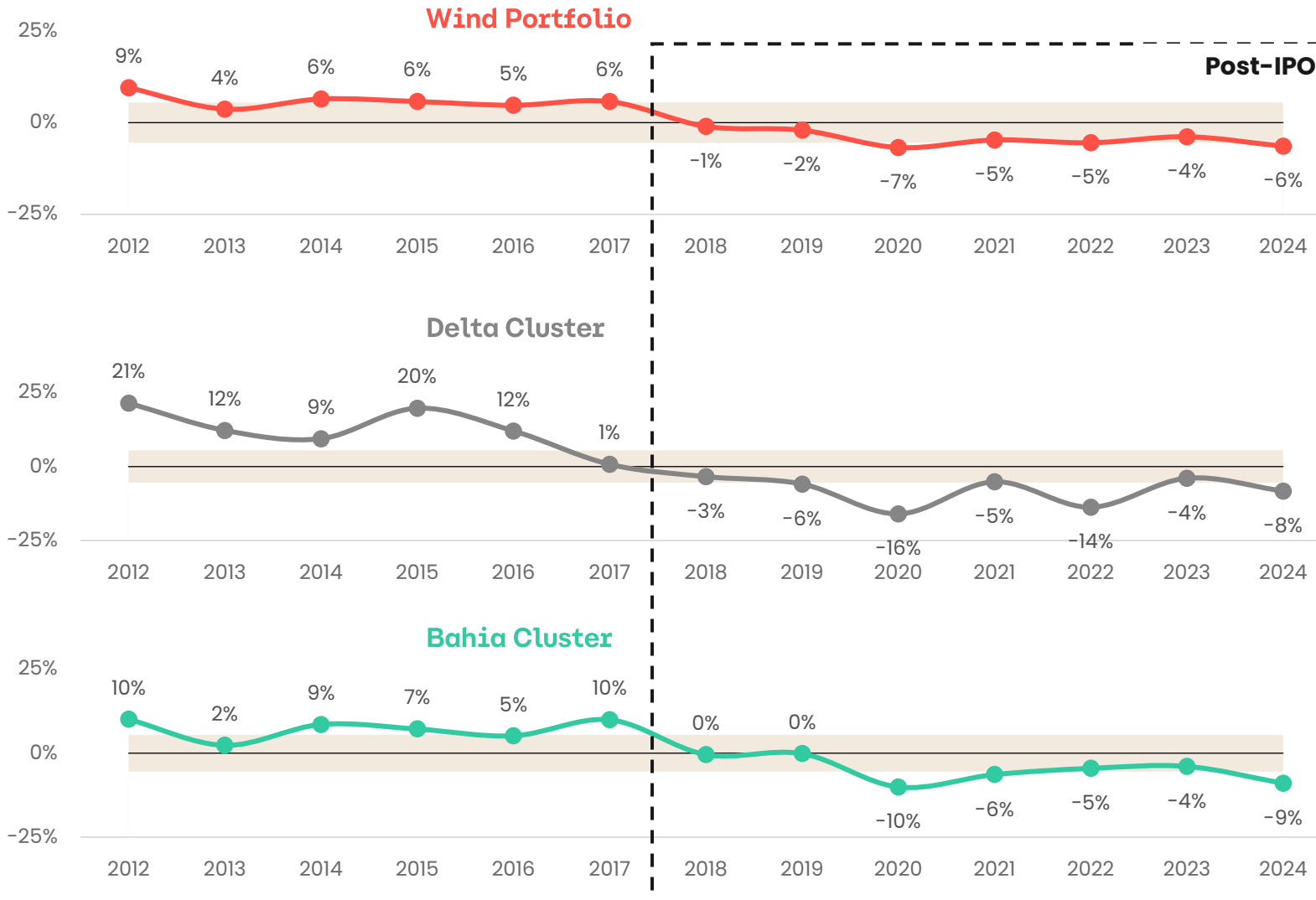
9M24 Energy Production Deviation (GWh)





## Resource Overview

P50 Deviation (2012 – 2024 YTD)



**Prior to our 2017 IPO, resources at our 2 largest clusters were running substantially above P50.**

**Historical data continues to indicate that there should be a mean reversion.**

### Wind resource analysis

- Looking at historical data there are clear cyclical impacts that impact wind resources.
- While pre-IPO we had an exceptional 5-year cycle with resources above P50, the last 5 years have been in the exact opposite cycle.
- The cyclicity is inherent to wind resources, and while we can't predict when the mean reversion trends will begin, there is no available data that suggests we should not expect an eventual reversion to the mean.
- Lastly, Serena's Wind Portfolio has gotten more diversified over the years and impacts of lower resources in specific sites have been mitigated by other sites and geographies. **Currently, the gross resource standard deviation for our power portfolio is 5.1%.**

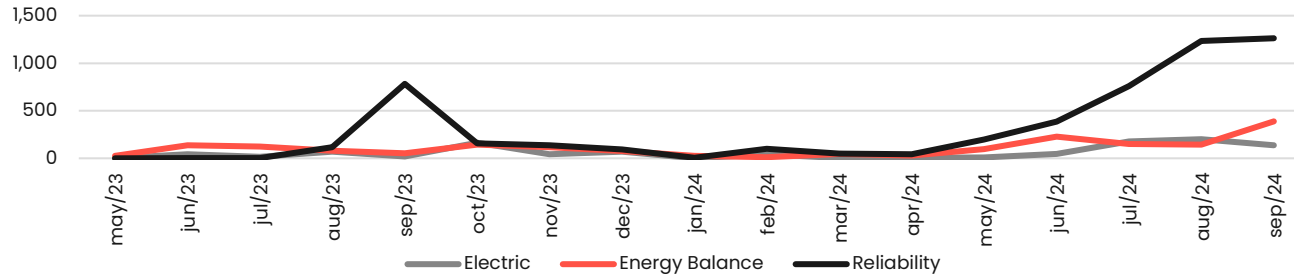


## Curtailment Overview

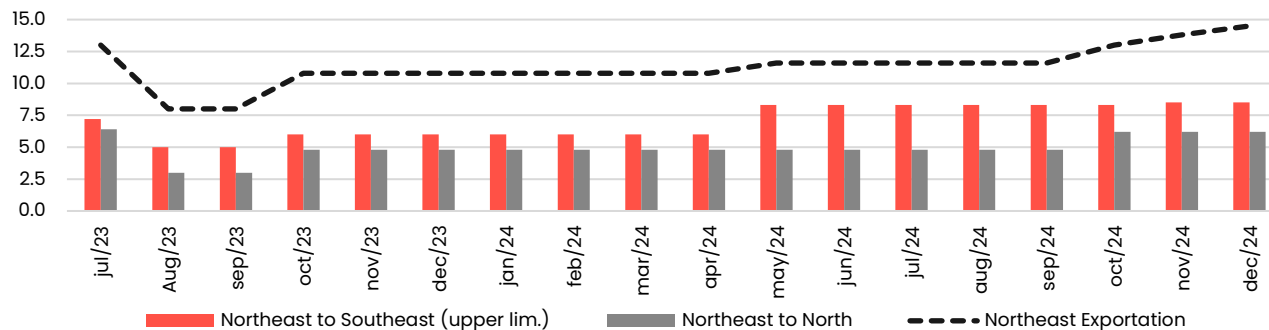
### 9M24 curtailment numbers – 3.6% energy loss and 2.6% Energy Gross Profit loss

- We expect that electrical curtailment impacts in our portfolio in 2025 will reduce compared to 2024:
  - Expanding export capacity from the NE region to other regions in Brazil. Until YE24 there should be ~6.5GW of new export capacity or ~80% since the Aug/23 blackout.
  - New information from renewable generators to ONS will allow the reduction of transmission constraints caused by 15th August blackout;
- Serena’s portfolio is more insulated from curtailment impacts compared to most of the industry and we are working to improve our hedging and take benefit of the positive hourly generation profile that our most impacted asset (Bahia) has, to keep mitigating impacts.

### Curtailment Evolution in Brazil (GWh)



### Northeast Power Transmission Capacity (GW)

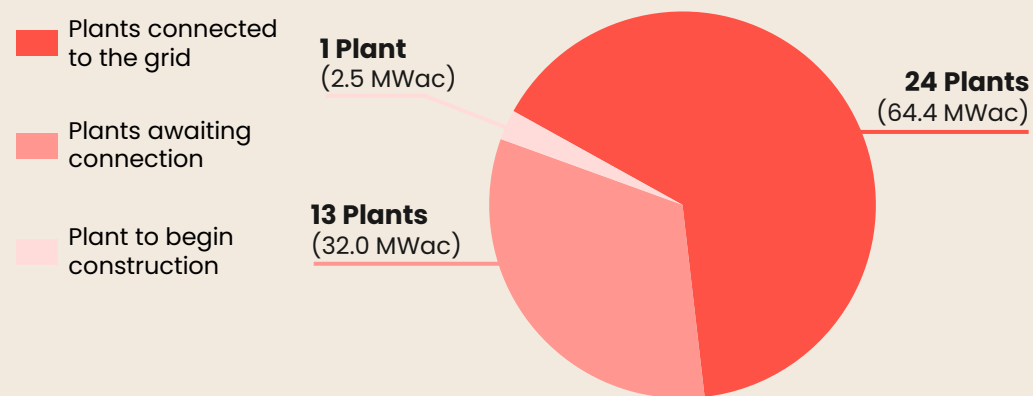


#	Asset	Type of Connection	Energy Loss (9M24)			
			Total	Electrical	Reliability	Energy
1	<b>Delta PI (Delta 1 and 2)</b> 147.8 MW	Distribution	-	-	-	-
1	<b>Delta MA (Delta 3, 5 - 8)</b> 426.0 MW	Transmission	<b>1.4%</b>	0.0%	0.0%	1.4%
2	<b>Ventos da Bahia 1</b> 66.0 MW	Distribution	-	-	-	-
2	<b>Ventos da Bahia 2 and 3</b> 298.1 MW	Transmission	<b>5.9%</b>	2.0%	2.4%	1.5%
3	<b>Assuruá 1 - 5</b> 808.1 MW	Transmission	<b>5.2%</b>	1.4%	2.6%	1.2%
4	<b>Gargaú</b> 28.1 MW	Distribution	-	-	-	-
5	<b>Chuí</b> 582.8 MW	Transmission	<b>0.4%</b>	0.0%	0.0%	0.4%
<b>Serena Brazil</b>			<b>3.6%</b>	<b>0.9%</b>	<b>1.5%</b>	<b>1.1%</b>

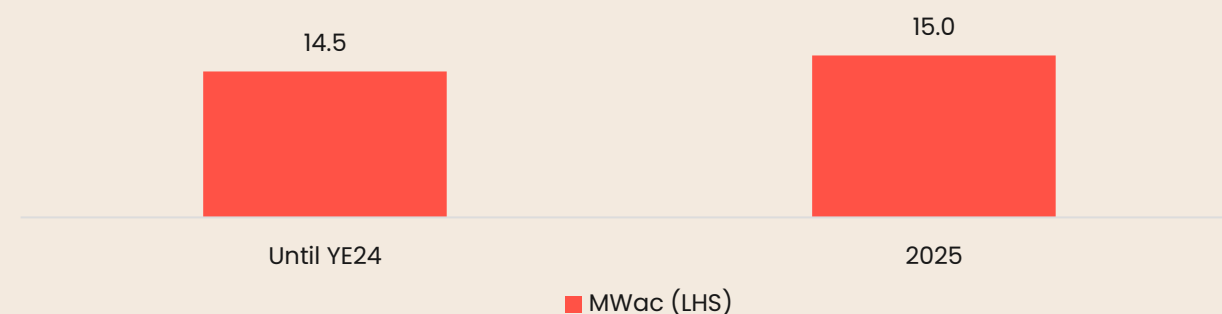
**Most of our DG assets are ready to operate, with the bulk of production frustration vs. forecast (-67 GWh) being due to delayed connections by local utilities. On the development and construction front, all assets have been delivered on time and on budget.**

- Of the 32MWac awaiting grid connection, we expect 14.5MWac to connect by year end, and the balance in 2025. Once these connections issues are fully resolved, we expect the DG business to perform very close to the business plan as production deviations tend to be small.
- Serena will evaluate seeking indemnifications for the breach of regulatory connection timelines.
- Nevertheless, our GD portfolio should be fully connected to the grid and delivering results according to our Business Plan in 2025.

**Total approved capacity plants connected to the grid**



**DG expected connection schedule<sup>1</sup>**



Notes: Expected schedules according to revised local utilities commitments. Does not prevent local utilities to further delay the connections.

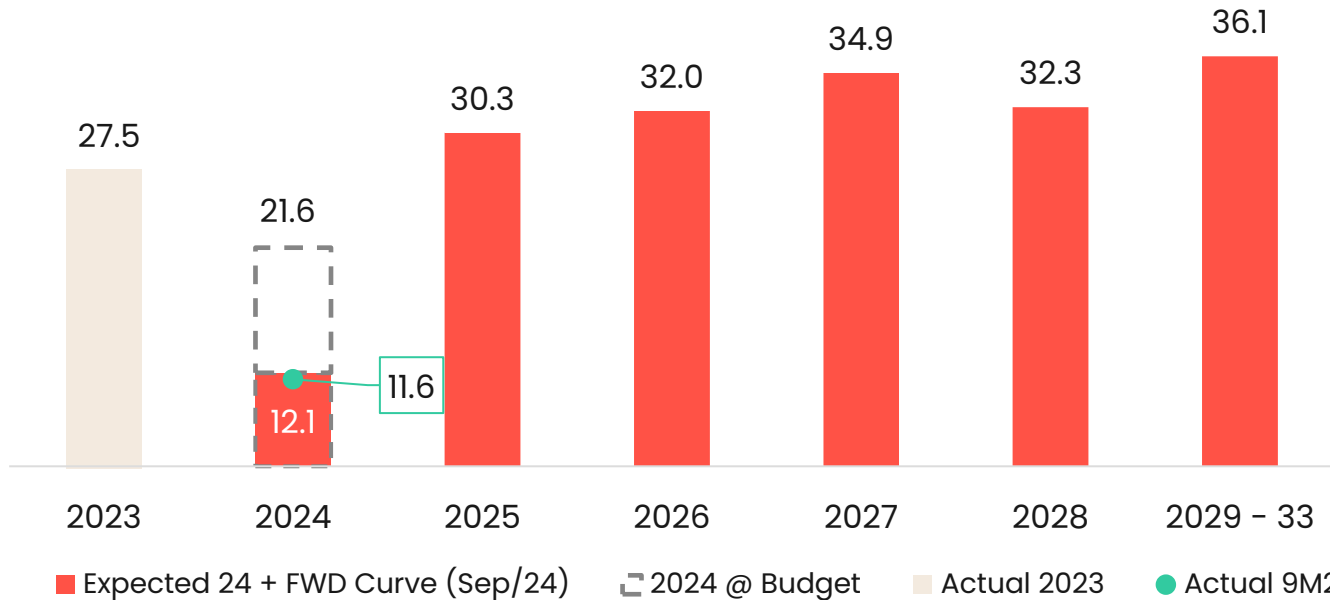


Market prices in ERCOT were another important driver of lower-than-expected EGP YTD (R\$ 63.4 mm below expectations). However, forward prices remain at high levels.

## FWD Curve: ST price volatility had little impact in LT prices

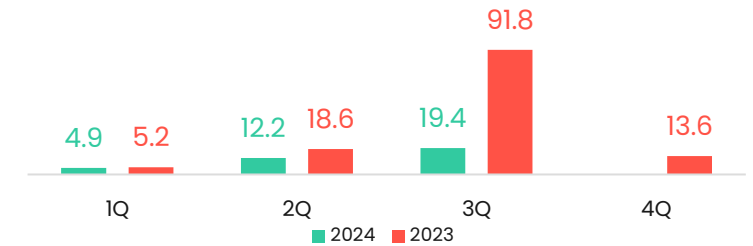
### Captured Nodal Prices

Does not consider additional REC Revenues (~US\$ 3-5/MWh<sup>3</sup>)



Despite the price frustration seen this year in ERCOT, forward prices still reflect the strong fundamentals of increased demand expected in the region and still way above what was priced in 2023 (+17%).

### Quarter Captured Nodal Prices (\$/MWh)



### Production Expected Seasonality

Q1	Q2	Q3	Q4
27%	27%	19%	27%

Notes: (1) FWD from ICE. Gen-weighted prices; (2) West Hub ICE FWD for 2025-2033. Gen-weighted prices. (3) Considers current Market Prices.

PORTFOLIO HIGHLIGHTS

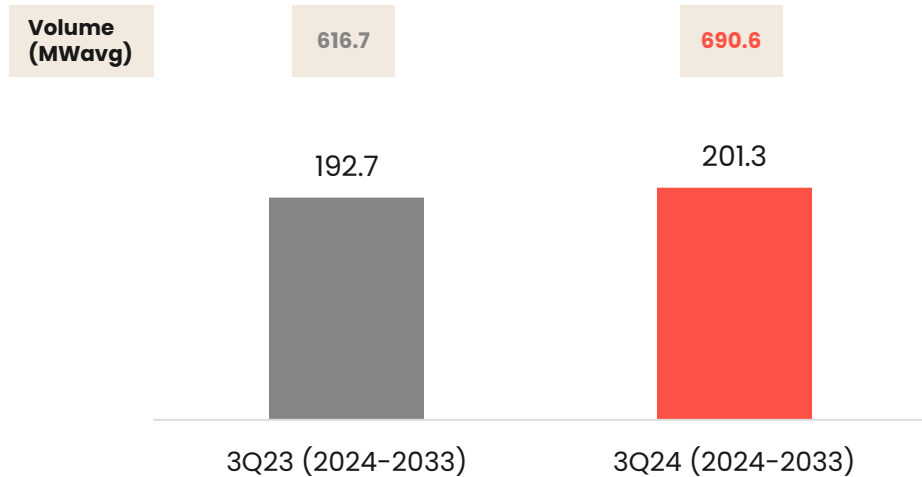
Energy Balance

Given our 2022 call of overcapacity and falling LT prices in Brazil we have since then scaled up our commercial efforts to reduce our exposure to LT prices and it has been proven to be a very successful strategy.

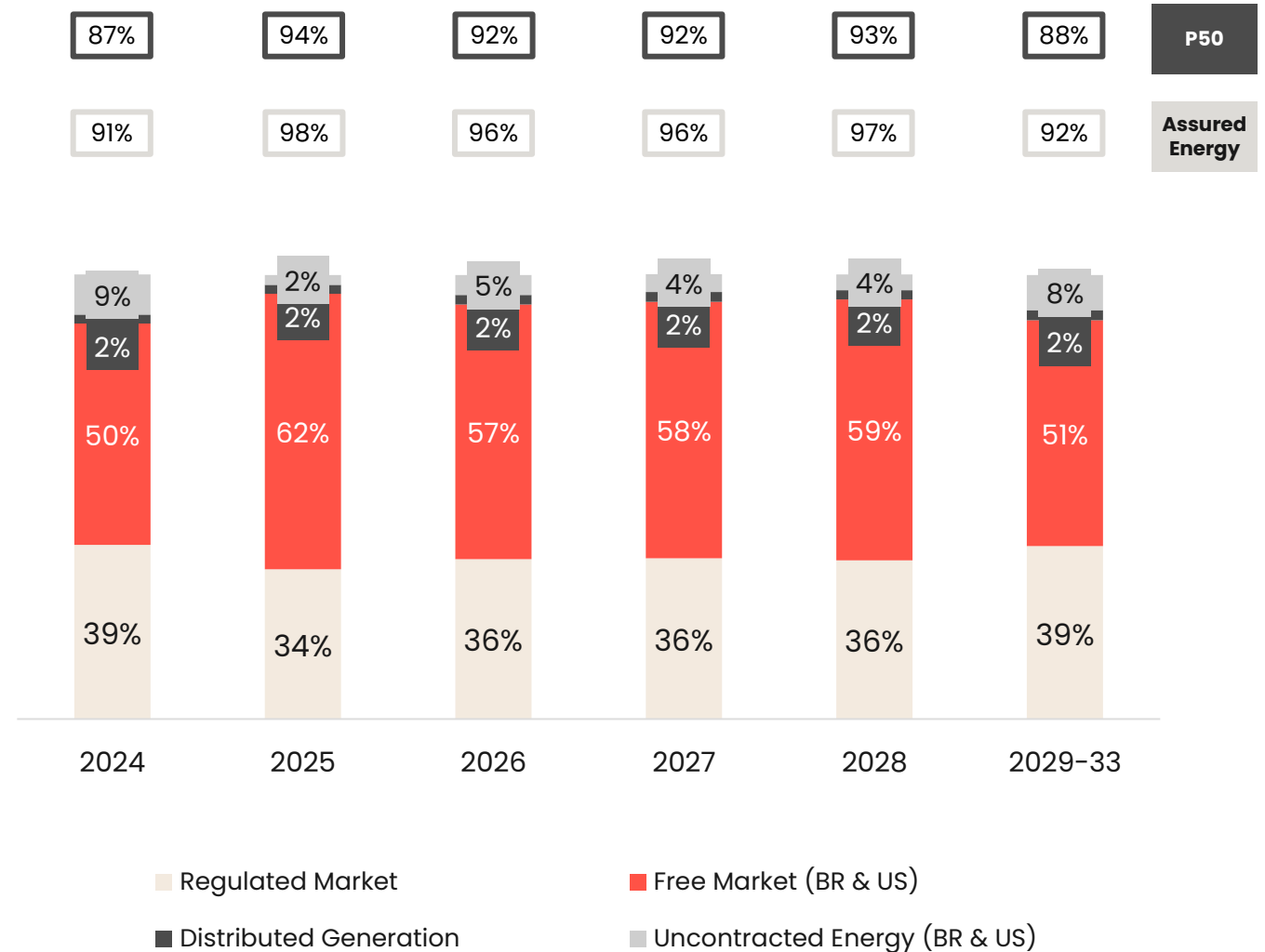
Currently, ~94% of our 10-year Assured Energy output is contracted at R\$ 223.2/MWh average<sup>1</sup> sales price.

- Since 3Q23, we increased our 2024–33 total average contracted level in 4 p.p., with a 4.5% (R\$ 8.7/MWh) increase in real terms in our avg. ACL Sales Prices within the same time horizon.
- Average sales prices of Serena’s portfolio remain well above market long-term prices, proving the assertiveness of our portfolio strategy over the last quarters.

Free-Market (ACL) Avg. Prices – YoY comparison  
(R\$/MWh in real terms)



Energy Balance (% contracted level @Assured Energy<sup>2</sup> and @P50<sup>3</sup>)



Notes: (1) Weighted average. (2) Considers BR Portfolio grid and internal losses. Considers certified P90 of Assuruá 4 and Assuruá 5. (3) Net of wake effect impact from all expansion and balanced by operational data. Considers grid and internal losses.





 serena

UFV Porangatu I





For more detailed information, please  
access our investor's relations website.

<https://ri.srna.co>

## Investor Relations

[ri@srna.co](mailto: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.