

Release de Resultados
1T23

Maio 2023

Webcast

05 de maio de 2023

(em português com tradução simultânea para o inglês)
10:00 (Brasília) | 09:00 (Nova Iorque) | 14:00 (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Daniely Bonfim

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2023:

- **AURE3:** R\$14,67
- **Valor de Mercado:** R\$14,7 bilhões

 auren

Sumário

| | |
|---------------------------------------|----|
| Destaques 1T23 | 4 |
| Carta da Administração | 5 |
| Desempenho Operacional | 7 |
| Desempenho Comercial | 19 |
| Desempenho Financeiro | 25 |
| Evento Subsequentes | 35 |
| Contencioso Passivo e Ativo | 36 |
| Contencioso Passivo | 36 |
| Contencioso Ativo – Três Irmãos | 37 |
| Temas Regulatórios | 39 |
| Informações Importantes | 41 |
| Anexos..... | 44 |

Destaques 1T23

| Destaques Financeiros ^(a) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. |
| Receita Líquida | 1.414,5 | 1.384,2 | 2,2% |
| EBITDA | 451,9 | 302,4 | 49,5% |
| EBITDA Ajustado^(b) | 396,2 | 353,9 | 12,0% |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i> | <i>28,0%</i> | <i>25,6%</i> | <i>+2,4 p.p</i> |
| Hidrelétrica | 229,9 | 301,7 | -23,8% |
| Eólica | 139,1 | 82,1 | 69,5% |
| Comercialização | 62,7 | (2,6) | N.M. |
| <i> Holding</i> | <i>(35,5)</i> | <i>(27,3)</i> | <i>30,2%</i> |
| Resultado Líquido | 230,0 | (5,5) | N.M. |
| Fluxo de Caixa Operacional^(c) | 298,2 | 200,8 | 48,5% |
| Fluxo de Caixa Livre | 171,4 | 1.421,0 | -87,9% |
| Dívida Líquida^(d) | 2.761,8 | 1.661,2 | 66,3% |
| Alavancagem^(e) | 1,6x | 1,5x | 0,1x |

^(a) O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado proforma consolidado da Auren, não auditado, preparado para refletir os efeitos da reorganização societária.

^(b) EBITDA ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e depósitos judiciais; (ii) provisão ou reversão de *impairment*; (iii) dividendos recebidos de investidas cujos resultados não são consolidados pela Companhia; (iv) resultado de marcação a mercado dos contratos de energia; e (v) outros eventos não recorrentes.

^(c) Fluxo de Caixa Operacional, após serviço da dívida.

^(d) Dívida Bruta deduzida das disponibilidades (caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos.

^(e) Dívida Líquida / EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

- **Aumento de 17,5% na geração hidrelétrica** em relação ao 1T22, devido à condição favorável de afluência no período e à respectiva melhora na vazão da UHE Porto Primavera;
- **A geração eólica aumentou 18,0%** em bases comparáveis, sobretudo em função do melhor recurso eólico no período e da normalização da geração no parque Ventos do Araripe III em abril de 2022;
- **Crescimento de 12,0% no EBITDA Ajustado** do 1T23, totalizando R\$396,2 milhões, com expansão de 2,4p.p. na Margem EBITDA Ajustada, atingindo 28,0%;
- **Lucro líquido de R\$230,0 milhões** no 1T23, revertendo prejuízo líquido de R\$5,5 milhões no 1T22;
- **Primeiro desembolso** do financiamento do projeto fotovoltaico **Sol de Jaíba de R\$180 milhões** junto ao Banco do Nordeste (**BNB**);
- Fluxo de Caixa Operacional, após o serviço da dívida, de R\$298,2 milhões, com **índice de conversão de caixa⁽¹⁾ de 75%**;
- **Alavancagem de 1,6x**, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, e manutenção de **sólida posição de caixa** de R\$3,4 bilhões.

⁽¹⁾ Índice de conversão de caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

Carta da Administração

Neste primeiro trimestre de 2023, evoluímos de forma contínua em nossa jornada de criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil, aperfeiçoando nossos diferenciais de gestão e eficiência operacional.

Avançamos na construção do nosso projeto solar, Sol de Jaíba, e de nosso projeto híbrido, Sol do Piauí, que juntos agregarão 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física. Tivemos, neste trimestre, o desembolso de R\$180 milhões para o projeto solar, com o BNB – Banco do Nordeste do Brasil, ao custo de IPCA +4,48% a.a. e prazo de 24 anos.

Apesar do cenário desafiador para a construção de novos projetos, o cronograma e orçamento das obras dos projetos solar e híbrido seguem o planejamento originalmente previsto, garantindo a manutenção do retorno financeiro competitivo dos projetos. O investimento total nestes complexos soma R\$2,2 bilhões, com custo estimado de R\$3,3 milhões/MWp para Sol de Jaíba e R\$4,3 milhões/MWp para Sol do Piauí.


Em relação ao desempenho operacional, o principal destaque do trimestre foi a geração eólica, em virtude da performance dos ventos acima do esperado para o período. Os parques eólicos geraram, de forma consolidada, 0,5% acima do P50 e 10,6% acima do P90. Em bases comparáveis, a geração de Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III foi 18,0% superior ao 1T22.

Observamos também um aumento importante na produção hidrelétrica, que totalizou 939 MW médios neste último trimestre, 17,5% superior aos 799 MW médios verificados no 1T22, resultado do aproveitamento da elevada afluência na bacia do Rio Paraná. O período de chuvas impactou positivamente a manutenção do nível dos reservatórios, favorecendo a geração hidrelétrica e a recuperação do nível de armazenamento do sistema.

Como consequência da melhora nas condições de suprimento de energia, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) ficou mais um trimestre próximo ao PLD mínimo em todos os submercados.

No segmento de comercialização, expandimos a venda de produtos com foco em clientes de menor porte, alinhados ao movimento de abertura de mercado. Com a totalidade da energia já comercializada para os próximos 3 anos, mitigamos o risco de exposição aos baixos preços de energia, conforme as condições de mercado observadas nos últimos meses. Além disso, seguimos focados na ampliação de nossas parcerias comerciais, em linha com nossa estratégia de construção de um ecossistema de parceiros estratégicos e de preparação para as transformações do mercado livre de energia.

Quanto ao nosso desempenho financeiro, encerramos o 1T23 com um crescimento de 12,0% no EBITDA Ajustado, totalizando R\$396,2 milhões (versus R\$353,9 milhões no 1T22), resultado da boa performance operacional em todos os segmentos de geração e



comercialização dos ativos hidrelétricos e eólicos, notadamente a entrada em operação de Ventos do Piauí II e III ao final de 2022.

Em ESG, publicamos neste trimestre o primeiro Relatório Anual da Auren, representando o início do registro de nossos progressos em sustentabilidade, a partir da apresentação das nossas iniciativas e resultados impulsionados por nossos negócios. Desenvolvido com base nas normas do Global Reporting Initiative (GRI), narramos nossos avanços pautados pela Agenda ESG de melhores práticas e nossos compromissos públicos assumidos, alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU).

Por fim, reforçamos o nosso compromisso com a estratégia de crescimento da Auren, seguimos determinados em avaliar oportunidades alinhadas a nossa estratégia, de forma diligente e responsável, visando à criação de valor aos nossos acionistas, clientes, parceiros e comunidades onde atuamos.

Fabio Zanfelic

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

Vice-Presidente de Finanças e
Diretor de Relações com Investidores

Desempenho Operacional

Em março de 2023, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.030 MW. Desse total, 2.057 MW são referentes à fonte hidrelétrica, incluindo 517 MW em ativos em que a Companhia possui participação minoritária relevante, e 973 MW à fonte eólica, considerando a entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, concluída no 4T22.

Geração Hidrelétrica

A Companhia detém participação integral na UHE Porto Primavera e possui participação minoritária em outros sete ativos hidrelétricos – UHE Machadinho, UHE Campos Novos, UHE Barra Grande, UHE Amador Aguiar I e II, UHE Igarapava e UHE Picada.

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 939,3 MW médios no 1T23, 17,5% superior ao 1T22 (799,3 MW médios).

Tabela 1 – Produção da hidrelétrica em que a Companhia possui 100% de participação

| | Capacidade Instalada (MW) | Garantia Física (MW médio) | Geração de Energia (MW médio) | | |
|---------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------|----------|
| | | | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
| UHE Porto Primavera | 1.540,0 | 886,8 | 939,3 | 799,3 | 17,5% |

No 1T23, as bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em sua maioria, apresentaram vazões acima das médias históricas, devido aos índices de precipitação observados e à consistente recuperação do nível dos reservatórios. Sendo assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) declarou condição de controle de cheia na bacia hidrográfica do Rio Grande, responsável por importante contribuição para a formação do rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera. Com isso, no sentido de colocar em prática o controle de cheias e gerir os volumes de espera dos reservatórios, ocorreram vertimentos nas usinas dos rios Grande, Paranaíba, Tietê e Paraná. A UHE Porto Primavera operou, portanto, com vertimento não turbinável ao longo do primeiro trimestre, fato que não havia ocorrido nos últimos sete anos.

Como resultado, a produção de energia da UHE Porto Primavera foi 4,6% superior à garantia física sazonalizada no período.

Tabela 2 – Evolução da Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

| | ENA (MW médio) | | | ENA (% MLT) ⁽²⁾ | | |
|-----------|----------------|--------|----------|----------------------------|------|----------|
| | 1T23 | 1T22 | Var. (%) | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
| Janeiro | 77.841 | 71.394 | 9,0% | 119% | 108% | 11 p.p. |
| Fevereiro | 73.925 | 76.408 | -3,3% | 105% | 108% | -3 p.p. |
| Março | 71.117 | 52.552 | 35,3% | 103% | 76% | 27 p.p. |
| Jan - Mar | 74.307 | 66.464 | 11,8% | 109% | 97% | 12 p.p. |

O índice de disponibilidade médio das usinas geridas pela Auren manteve-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), demonstrando a qualidade da operação e da manutenção dos ativos e a adequada gestão dos riscos operacionais. No 1T23, a UHE Porto Primavera manteve o índice de disponibilidade médio em 96,5%, superior em 0,6 p.p. em relação ao 1T22 (95,9%).

Tabela 3 – Valores de disponibilidade das usinas operadas pela Auren e valores de referência adotados pela ANEEL

| | Capacidade Instalada (MW) | Número de Unidades Geradoras – UG | Capacidade Unitária da UG (MW) | Disponibilidade Verificada | Índice Referência ANEEL |
|---------------------|---------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| UHE Porto Primavera | 1.540,0 | 14 | 110,0 | 96,5% | 92,3% |
| UHE Picada | 50,0 | 2 | 25,0 | 95,7% | 94,6% |

Geração Eólica

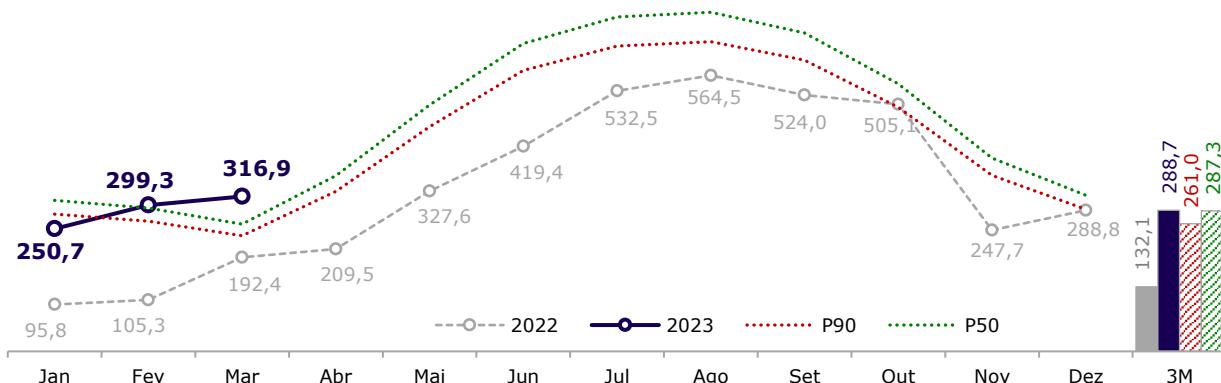
A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 288,7 MW médios no 1T23, representando um valor 118,5% superior ao 1T22 (132,1 MW médios), devido à (i) entrada em operação integral dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, que acrescentou 132,9 MW médios à geração eólica total no período; (ii) à operação plena da subestação de Ventos do Araripe III; e (iii) ao melhor recurso eólico. Considerando-se a mesma base de ativos em operação do ano anterior, a variação teria sido positiva em 18,0%.

Tabela 4 – Produção dos complexos eólicos

| | Capacidade Instalada (MW) | Garantia Física (MW médio) | Certificação (MW médio) Jan - Mar | | Geração de Energia (MW médio) | | |
|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------------|--------------|-------------------------------|--------------|---------------|
| | | | P50 | P90 | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
| Ventos do Araripe III | 357,9 | 151,1 | 95,7 | 90,4 | 98,7 | 73,9 | 33,5% |
| Ventos do Piauí I | 205,8 | 106,3 | 57,7 | 54,6 | 57,1 | 58,1 | -1,8% |
| Ventos do Piauí II | 206,8 | 104,6 | 69,1 | 60,1 | 69,8 | - | - |
| Ventos do Piauí III | 202,4 | 99,7 | 64,7 | 56,0 | 63,1 | - | - |
| Total | 972,9 | 461,7 | 287,3 | 261,0 | 288,7 | 132,1 | 118,5% |

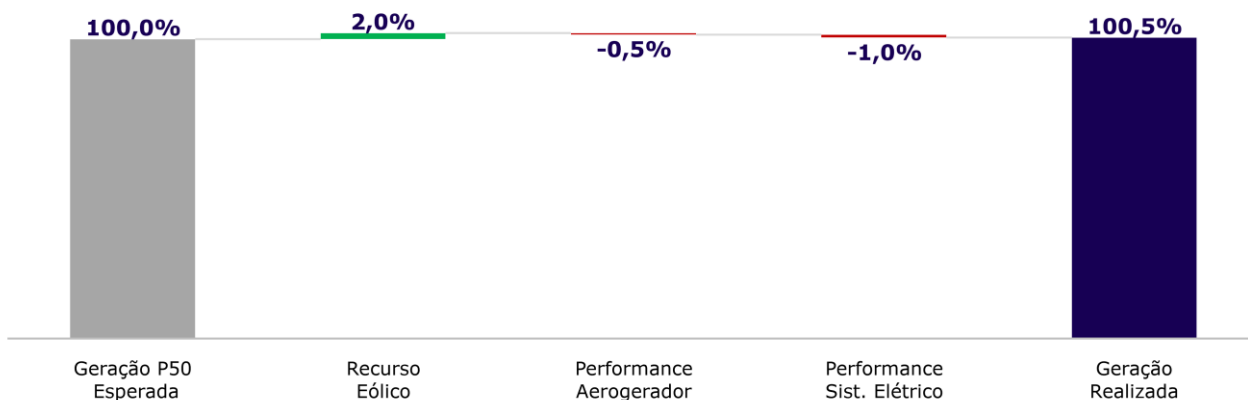
⁽²⁾ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx

Gráfico 1 – Parques Eólicos: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



Avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 2,0% acima da média de longo termo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,5% abaixo do esperado, devido às manutenções preventivas priorizadas nos períodos de baixos ventos em Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III. Outro fator que impactou a geração do período foi o sistema elétrico interno⁽³⁾ do parque que ficou 1,0% abaixo da esperada, afetado principalmente pelas limitações de escoamento de geração por restrição do Sistema Interligado Nacional – SIN⁴ na ordem de 1,0%.

Gráfico 2 – Parques Eólicos: Performance dos parques eólicos quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



⁽³⁾Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV), pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV) e pelo SIN – Sistema Interligado Nacional.

⁴ Referem-se em sua grande parte às restrições motivadas pela necessidade do controle dos fluxos das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste, em função da indisponibilidade do bipolo Xingú/Estreito e das restrições hidráulicas no rio São Francisco e na UHE Belo Monte.

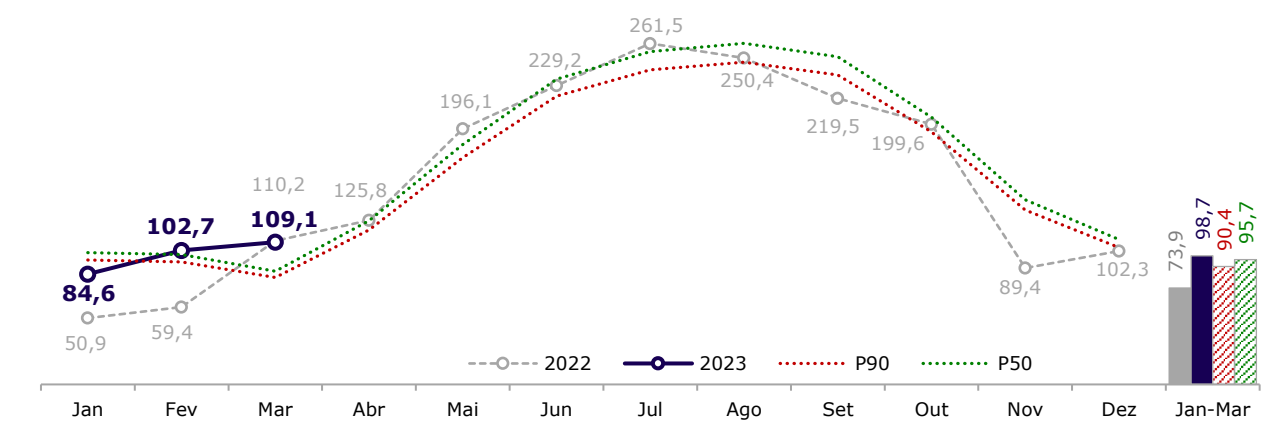
Ventos do Araripe III

No 1T23, a geração de Ventos do Araripe III atingiu o valor de 98,7 MW médios, superior em 33,6% ao observado no 1T22. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 9,1% e, em relação à geração média esperada (P50), foi superior em 3,1% devido ao recurso eólico acima do esperado para o período.

Tabela 5 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Araripe III

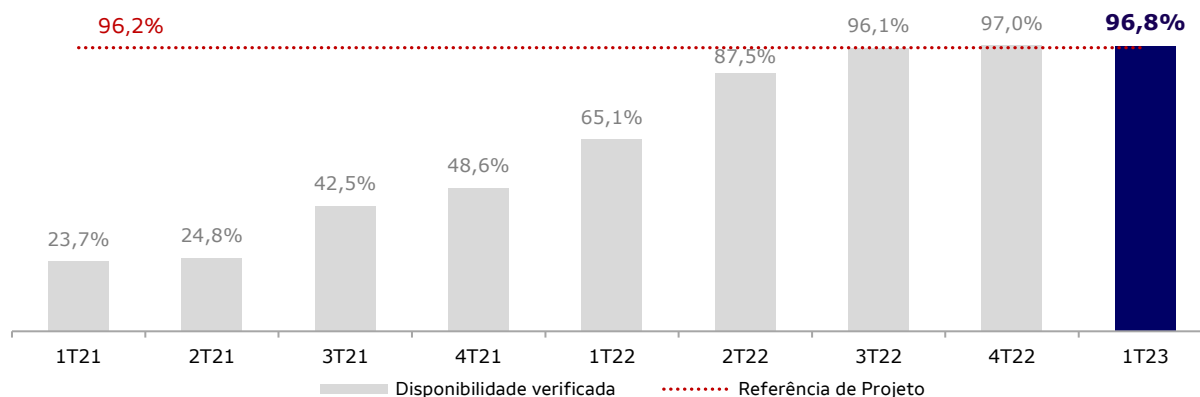
| Período | Geração (MW médio) | Geração Esperada (P90) (MW médio) | Var. (P90) | Geração Esperada (P50) (MW médio) | Var. (P50) |
|---------|--------------------|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|------------|
| 1T22 | 73,9 | 90,4 | -18,2% | 95,7 | -22,8% |
| 1T23 | 98,7 | | | | |

Gráfico 3 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



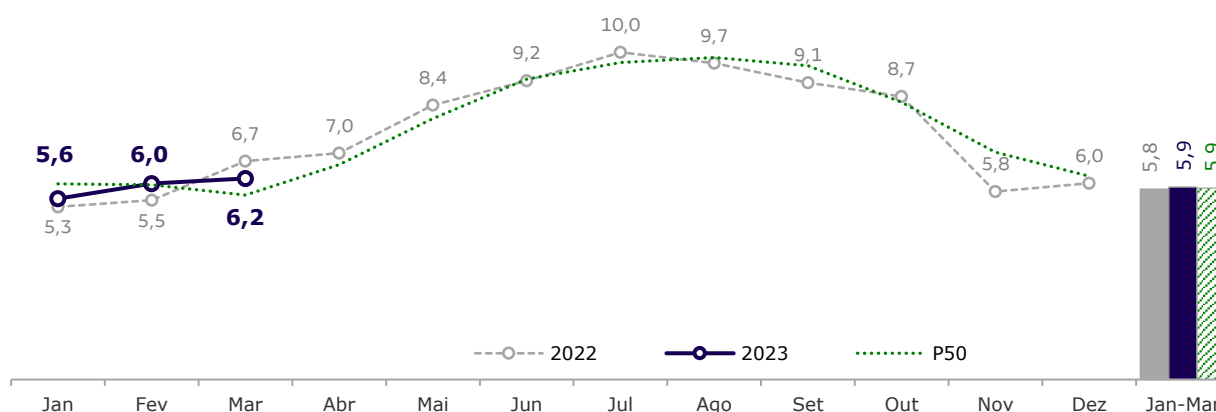
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,8% no 1T23, um aumento de 31,7 p.p. em comparação à disponibilidade verificada no 1T22 (65,1%), superando a referência do projeto de 96,2% e demonstrando a normalização da disponibilidade do ativo, que está em plena atividade desde abril de 2022.

Gráfico 4 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T23, observou-se uma velocidade média de vento de 5,9 m/s, em linha com o valor de 5,8 m/s verificado no 1T22.

Gráfico 5 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 4,4% acima da média de longo termo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,6% abaixo do esperado, devido às manutenções preventivas. Outro fator que impactou a geração do período foi o sistema elétrico interno⁽⁵⁾ do parque, que ficou 0,7% abaixo do esperado, afetado por limitação de escoamento de geração por restrição do SIN.

Gráfico 6 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100

⁽⁵⁾ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV), pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV) e pelo SIN – Sistema Interligado Nacional.



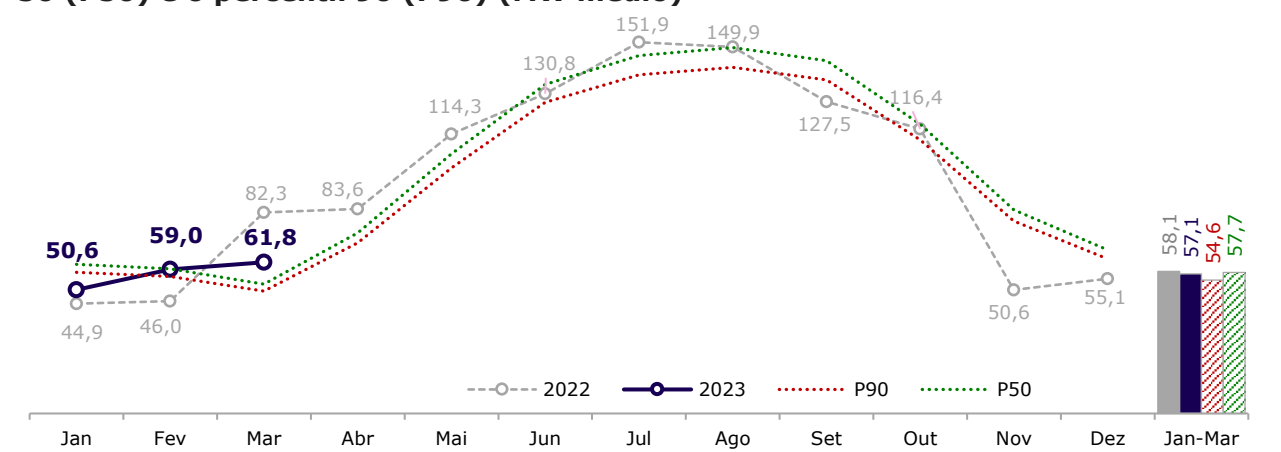
Ventos do Piauí I

No 1T23, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 57,1 MW médios, inferior em 1,0% ao observado no 1T22. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 4,6% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 1,0% devido ao recurso eólico acima do esperado para o período.

Tabela 6 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí I

| Período | Geração (MW médio) | Geração Esperada (P90) (MW médio) | Var. (P90) | Geração Esperada (P50) (MW médio) | Var. (P50) |
|---------|--------------------|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|------------|
| 1T22 | 58,1 | 54,6 | 6,5% | 57,7 | 0,8% |
| 1T23 | 57,1 | | 4,6% | | -1,0% |

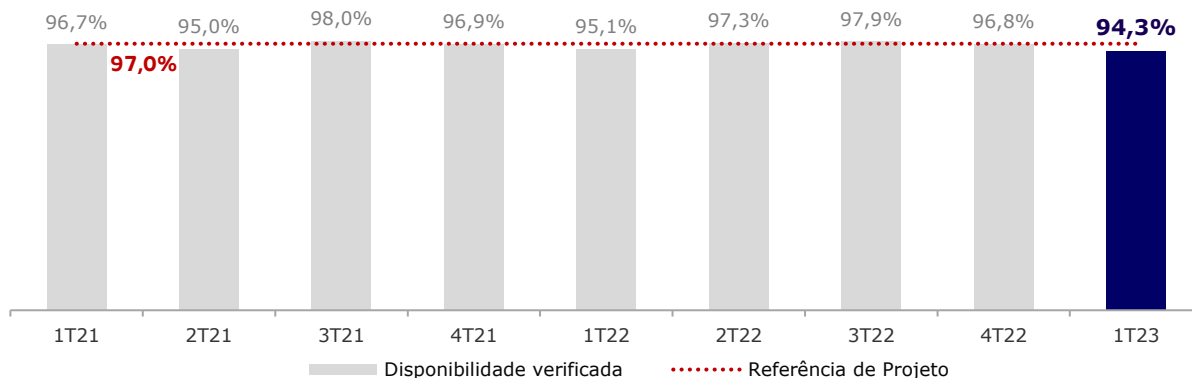
Gráfico 7 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo Ventos do Piauí atingiu 94,3% no 1T23, permanecendo abaixo da referência do projeto de 97,0%, principalmente, devido ao desligamento da subestação coletora para manutenção geral programada.

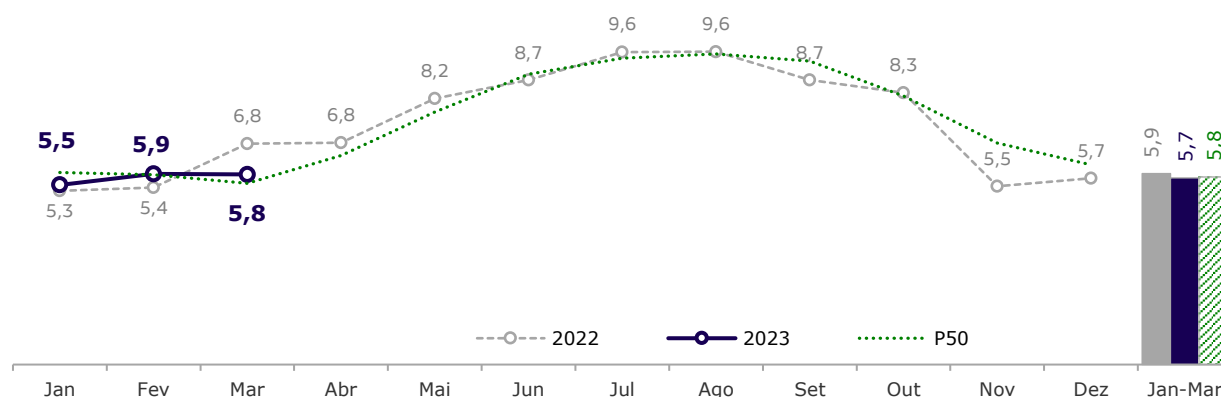
Essa manutenção preventiva ocorre a cada cinco anos e foi executada no mês de março por ser o período de menor expectativa de geração.

Gráfico 8 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T23, observou-se uma velocidade média de vento de 5,7 m/s, em linha com o valor de 5,9 m/s verificado no 1T22.

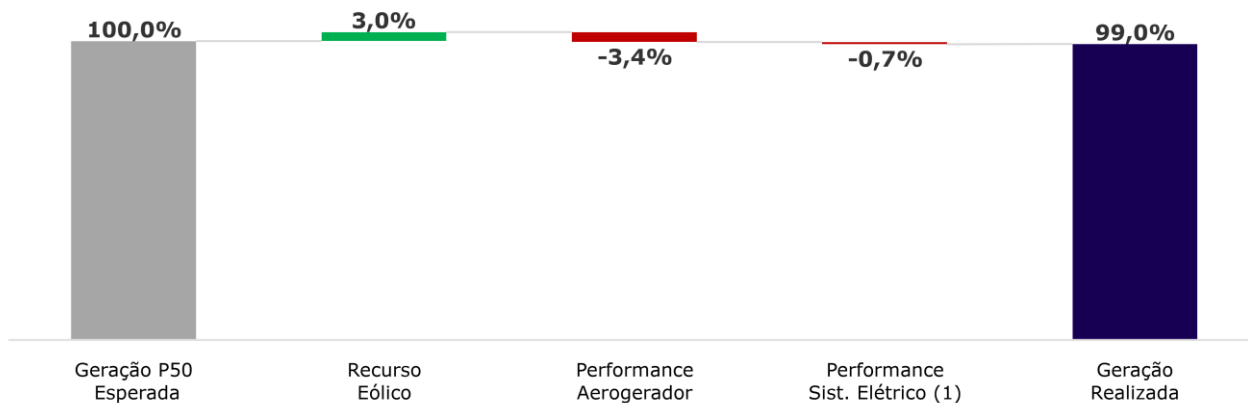
Gráfico 9 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado foi 3% superior à média de longo termo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Os aerogeradores, por sua vez, performaram 3,4% abaixo do esperado, devido às manutenções preventivas e corretivas em grandes componentes. A performance do sistema elétrico interno⁽⁶⁾ do parque foi 0,7% abaixo da esperada, por limitação de escoamento de geração por restrição do SIN e devido às paradas para manutenção geral na subestação coletora.

⁽⁶⁾ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV), pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV) e pelo SIN – Sistema Interligado Nacional.

Gráfico 10 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



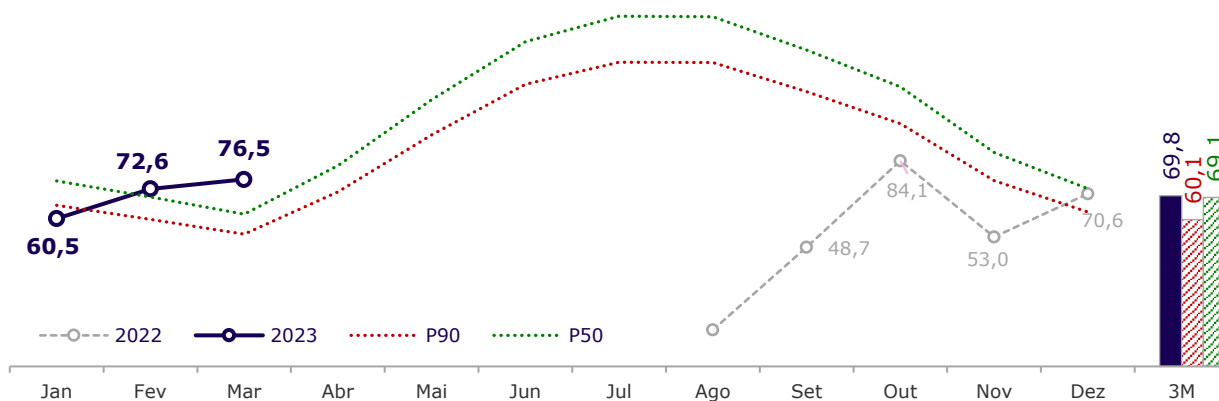
Ventos do Piauí II

No 1T23, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 69,8 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 16,2% e, em relação à geração média esperada (P50), foi superior em 0,9%.

Tabela 7 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí II

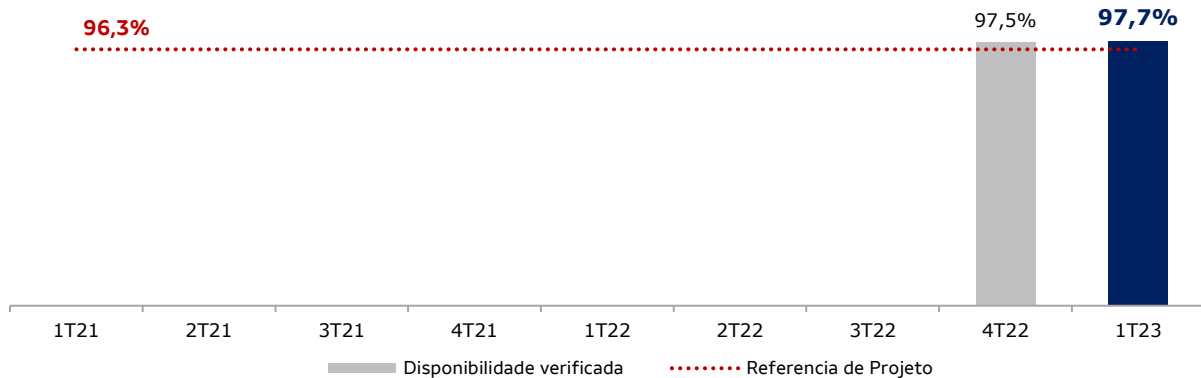
| Período | Geração (MW médio) | Geração Esperada (P90) (MW médio) | Var. (P90) | Geração Esperada (P50) (MW médio) | Var. (P50) |
|---------|--------------------|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|------------|
| 1T23 | 69,8 | 60,1 | 16,2% | 69,1 | 0,9% |

Gráfico 11 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



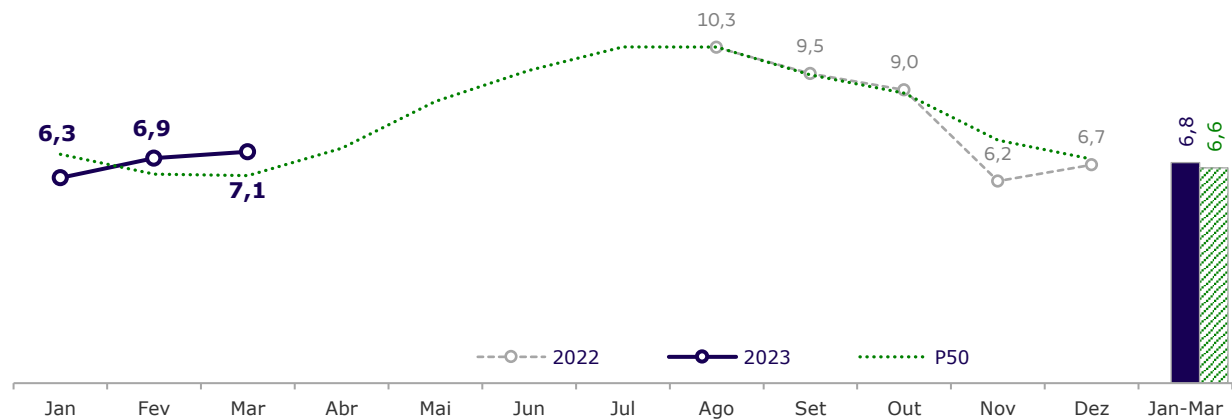
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 97,7% no 1T23, superando o desempenho do 4T22, período no qual o parque passava por comissionamento e iniciava as operações.

Gráfico 12 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T23, observou-se uma velocidade média de vento de 6,8 m/s, superior ao valor médio de longo prazo de 6,6 m/s.

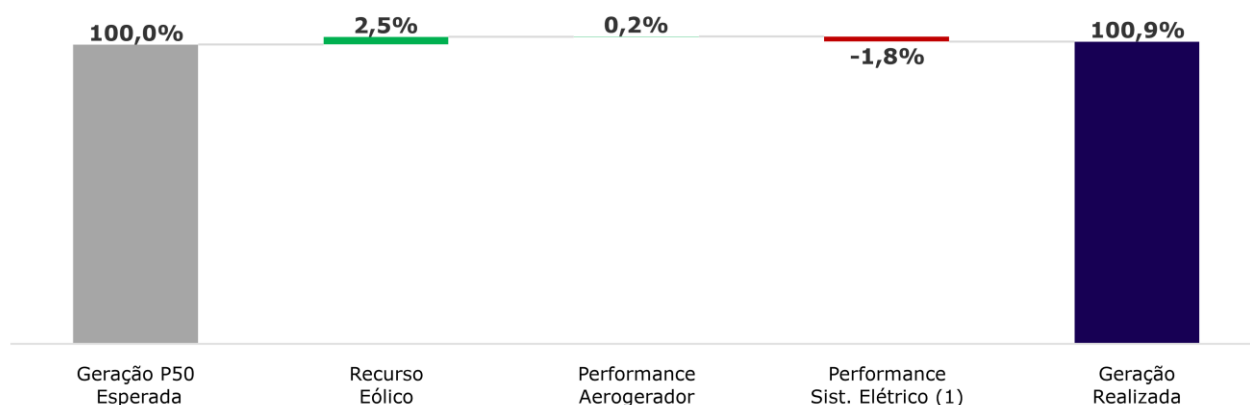
Gráfico 13 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 2,5% acima da média de longo termo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Os aerogeradores, por sua vez, performaram em linha com o esperado; a performance do sistema elétrico interno⁽⁷⁾ do parque foi 1,8% abaixo da esperada, principalmente por limitação de escoamento de geração por restrição do SIN. Além disso, ocorreram indisponibilidades forçadas na subestação do parque no mês de janeiro, como resultado já esperado da operação de ativos que entraram recentemente em operação.

⁽⁷⁾ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV), pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV) e pelo SIN – Sistema Interligado Nacional.

Gráfico 14 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



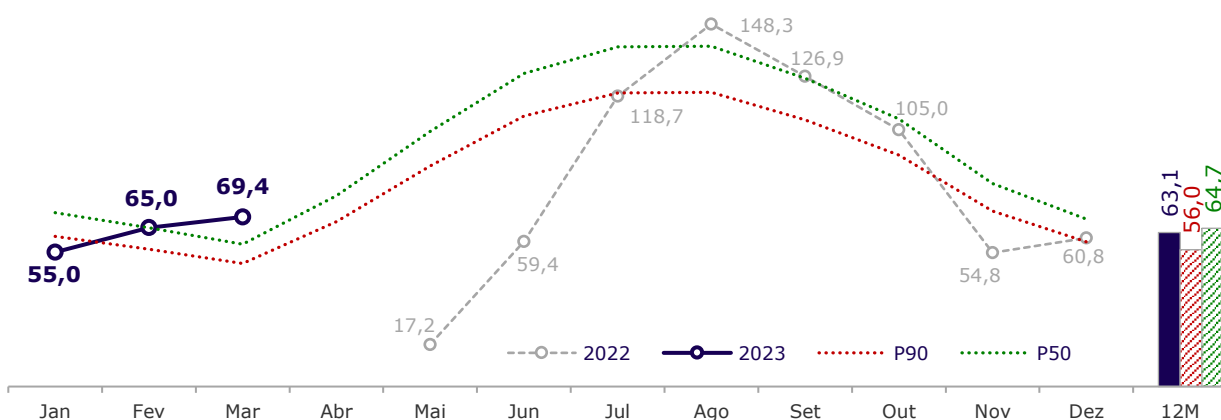
Ventos do Piauí III

No 1T23, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 63,1 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 12,6% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 2,6%.

Tabela 8 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III

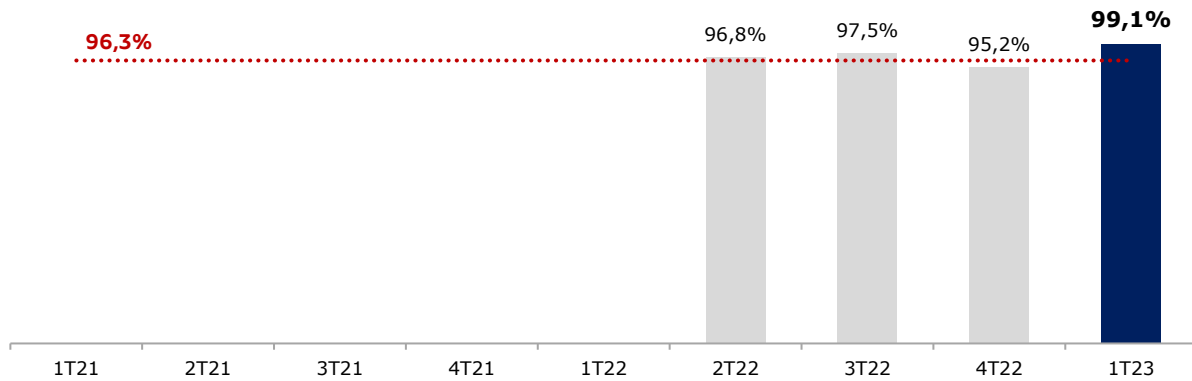
| Período | Geração (MW médio) | Geração Esperada (P90) (MW médio) | Var. (P90) | Geração Esperada (P50) (MW médio) | Var. (P50) |
|---------|--------------------|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|------------|
| 1T23 | 63,1 | 56,0 | 12,6% | 64,7 | -2,6% |

Gráfico 15 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 99,1% no 1T23, superando o desempenho dos trimestres anteriores, período no qual o parque passava por comissionamento e iniciava as operações.

Gráfico 16 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 1T23, observou-se uma velocidade média de vento de 6,4 m/s, abaixo do valor de 6,7 m/s verificado no 1T22.

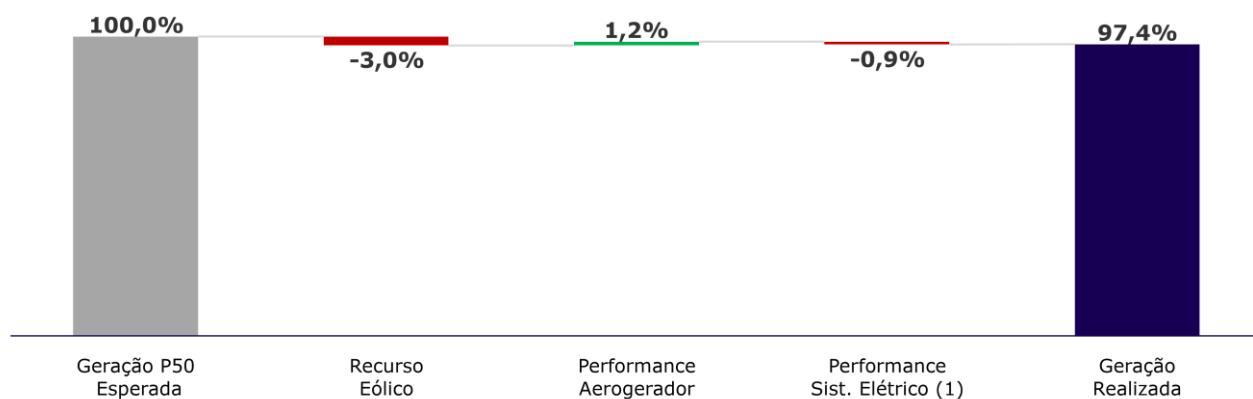
Gráfico 17 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 3,0% abaixo da média de longo termo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Os aerogeradores, por sua vez, performaram 1,2% acima do esperado. A performance do sistema elétrico interno⁽⁸⁾ do parque foi 0,9% abaixo da esperada. O desempenho do sistema elétrico foi afetado por limitação de escoamento de geração por restrição do Sistema Interligado Nacional - SIN.

⁽⁸⁾ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV) e pelo SIN - Sistema Interligado Nacional.

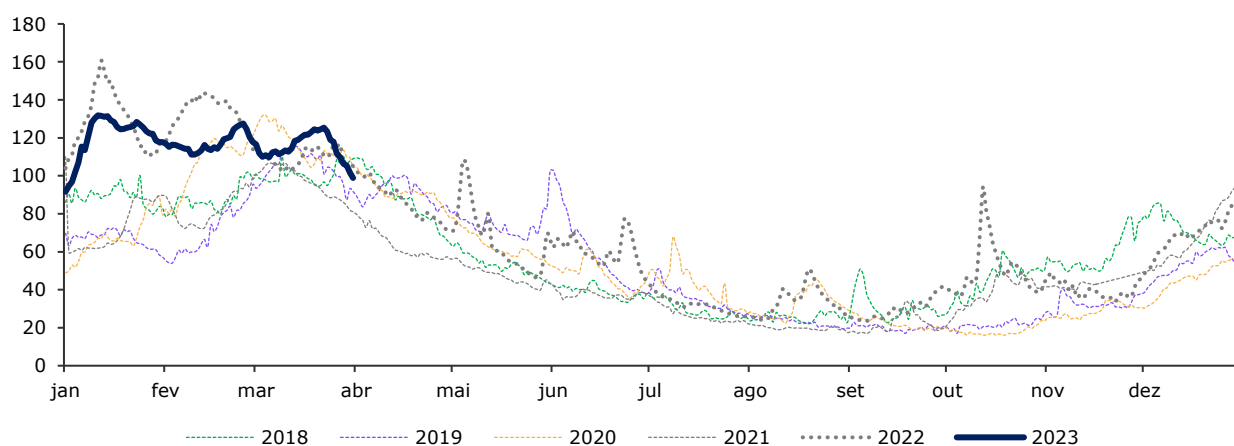
Gráfico 18 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Mercado de Energia

Ao longo do 1T23 observou-se chuvas abundantes nas principais bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, conseqüentemente, a Energia Natural Afluente (ENA) atingiu o valor médio trimestral de 106% da Média de Longo Termo (MLT). Embora as condições hidrológicas tenham performado próximo à média, o desempenho da ENA foi levemente inferior ao observado no mesmo período de 2022 (110% da MLT).

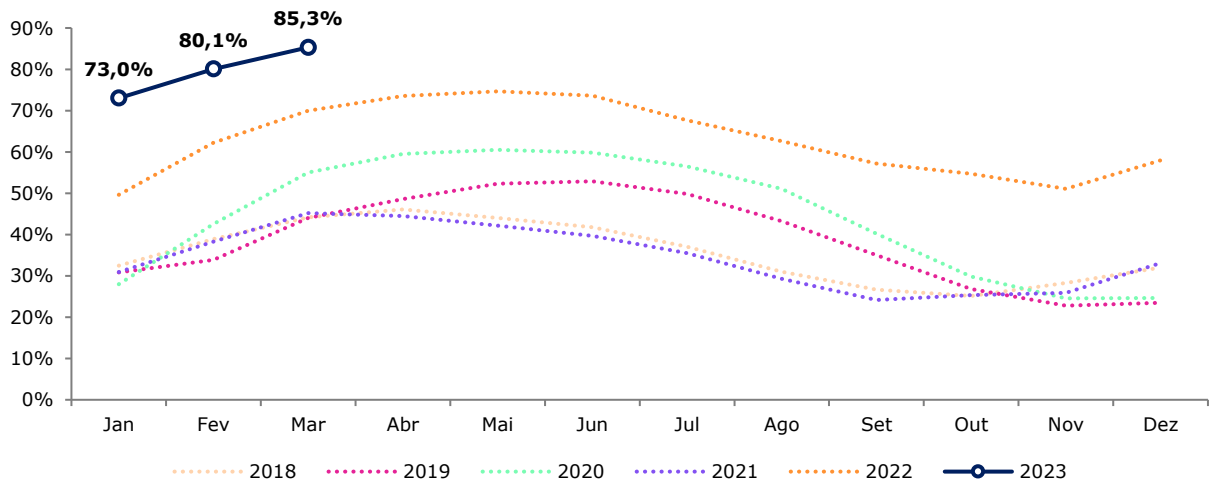
Gráfico 19 - Energia Natural Afluente para o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



| Ano | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Jan-Mar | Ano |
|-------------|------|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|------|-----|-------------|------------|
| 2018 | 92% | 82% | 86% | 87% | 67% | 65% | 64% | 68% | 84% | 104% | 116% | 95% | 87% | 85% |
| 2019 | 65% | 62% | 90% | 92% | 98% | 101% | 77% | 63% | 54% | 51% | 65% | 72% | 73% | 77% |
| 2020 | 66% | 91% | 99% | 91% | 83% | 82% | 92% | 88% | 60% | 44% | 59% | 64% | 85% | 80% |
| 2021 | 69% | 71% | 82% | 63% | 63% | 63% | 57% | 53% | 60% | 89% | 90% | 96% | 74% | 72% |
| 2022 | 125% | 113% | 93% | 87% | 86% | 103% | 70% | 90% | 81% | 117% | 80% | 96% | 110% | 98% |
| 2023 | 118% | 102% | 98% | | | | | | | | | | 106% | |

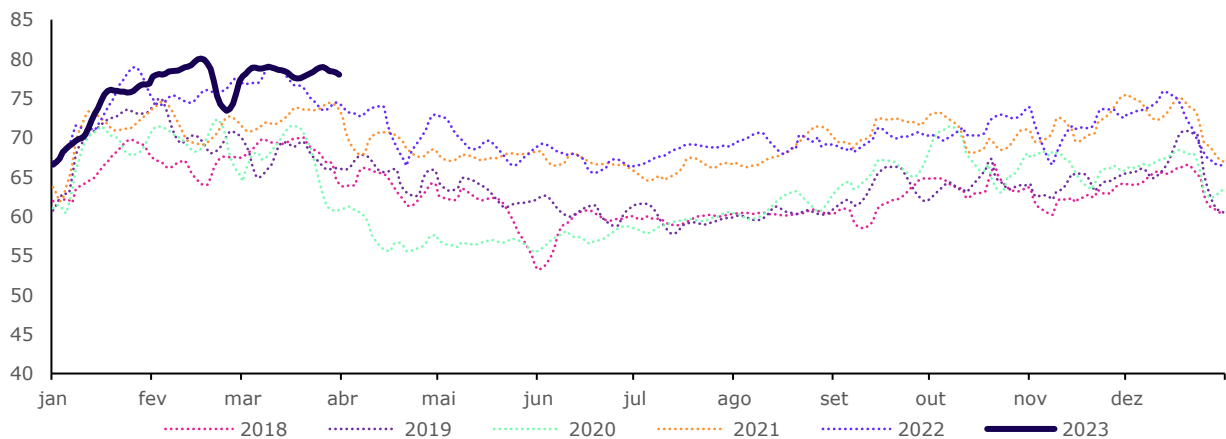
As condições hidrológicas continuaram favorecendo a recuperação dos níveis dos reservatórios durante o 1T23. Em decorrência disso, ao final do mês de março, o nível do reservatório equivalente do SIN atingiu o nível de 85,3% da capacidade máxima representando o maior patamar desde 2011. Dessa forma, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis nesse início de 2023.

Gráfico 20 - Nível de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



Do ponto de vista do consumo de energia bruto⁽⁹⁾, foi observado um decréscimo de 0,2% na comparação entre o 1T23 e o 1T22 em virtude de feriados prolongados.

Gráfico 21 - Consumo de Energia do SIN (GW médio)⁽¹⁰⁾



| Ano | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Jan-Mar | Ano |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|------|
| 2018 | 66,4 | 66,3 | 68,0 | 63,8 | 59,9 | 59,4 | 59,5 | 60,5 | 61,4 | 63,8 | 63,9 | 65,3 | 66,9 | 63,2 |
| 2019 | 71,1 | 69,9 | 66,6 | 65,4 | 62,7 | 59,9 | 59,3 | 60,2 | 63,0 | 65,1 | 65,3 | 65,2 | 69,2 | 64,5 |
| 2020 | 68,3 | 68,4 | 65,9 | 56,9 | 55,5 | 57,2 | 59,0 | 60,5 | 65,3 | 67,4 | 66,2 | 68,1 | 67,5 | 63,2 |
| 2021 | 69,8 | 70,2 | 72,0 | 67,8 | 66,2 | 65,7 | 64,8 | 67,1 | 70,1 | 68,2 | 70,3 | 70,1 | 70,7 | 68,5 |
| 2022 | 71,7 | 73,8 | 74,3 | 69,2 | 66,4 | 65,0 | 65,9 | 66,9 | 67,3 | 68,5 | 68,1 | 68,3 | 73,2 | 68,8 |
| 2023 | 70,7 | 73,8 | 74,8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 73,0 | - |

⁽⁹⁾ Consumo de energia do SIN considerando o abatimento da carga pela Micro e Minigeração Distribuída.

⁽¹⁰⁾ O consumo de energia do SIN considera o abatimento da carga pela Micro e Minigeração Distribuída.

Como consequência do cenário hidrológico favorável, dos bons níveis do reservatório equivalente do SIN, o preço valor médio do preço de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças-PLD) dos quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) permaneceu em seu valor mínimo regulatório de R\$ 69,04/MWh ao longo do 1T23.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 1T23 foi de 101,4% contra 95,6% verificado no primeiro trimestre do ano anterior, quando ainda havia reflexos da crise hídrica observada ao longo de 2021.

Balanco Energético

O atual portfólio de ativos de geração em operação da Auren é composto por empreendimentos que somam 1.597 MW médios⁽¹¹⁾ de garantia física.

Conforme portaria do MME nº 709/2022, foi definido, no âmbito do processo de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, os novos valores de energia assegurada, que entraram em vigor a partir de 01 de janeiro de 2023. Vale reiterar que a garantia física da UHE Porto Primavera não foi revisada, dado que a assinatura do atual contrato de concessão ocorreu há menos de cinco anos no âmbito do processo de privatização da CESP.

Em dezembro de 2022, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 1.851/SPE/MME/2022 contendo os valores revistos de garantias físicas das usinas eólicas com base na geração de energia elétrica verificada, conforme estabelecido na Portaria MME nº 416/2015. Por conta da avaria e consequente indisponibilidade dos transformadores elevadores da subestação coletora, o parque eólico Ventos do Araripe III apresentou limitação da geração em 2020 e em 2021. Nesse sentido, o complexo teve sua garantia física reduzida em 27 MW médios a partir de 01 de janeiro de 2023.

Cabe destacar que a totalidade da energia de Ventos do Araripe III está comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, apesar da revisão da garantia física, a quantidade de energia vendida e a receita referente aos contratos (20º LEN, 18º LEN e 6º LER) não sofrem alteração.

A venda da energia dos ativos de geração da Auren está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos que apresentam contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III.

Todos os contratos no mercado regulado são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

⁽¹¹⁾ Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo Paraibuna e a participação em Machadinho, pois não há risco de exposição energética nesse consórcio.

Na Tabela 9 é apresentado o Balanço Energético da Companhia, bem como informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Tabela 9 – Balanço Energético Consolidado Auren

| | | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a) | (MWm) | 1.309 | 1.390 | 1.470 | 1.470 | 1.470 |
| Compras para Revenda (b) | (MWm) | 1.779 | 1.251 | 989 | 799 | 635 |
| Preço ⁽²⁾ Compras para Revenda | (R\$/MWh) | 194 | 220 | | | |
| Recursos Próprios (c) = (a) + (b) | (MWm) | 3.088 | 2.641 | 2.459 | 2.269 | 2.106 |
| Vendas no ACR (d) | (MWm) | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 |
| Vendas no ACL (e) | (MWm) | 2.553 | 2.030 | 1.810 | 1.232 | 787 |
| Requisitos Próprios (f) = (d) + (e) | (MWm) | 3.046 | 2.523 | 2.303 | 1.725 | 1.280 |
| Preço ⁽³⁾ Requisitos Próprios | (R\$/MWh) | 207 | 216 | | | |
| Balanço Energético (g) = (c) – (f) | (MWm) | 42 | 117 | 155 | 544 | 826 |

⁽¹⁾ Os valores consideram: (i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e Complexos Eólicos); (ii) o montante de 167 MW médios referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, previstos para entrada em operação ao longo de 2024. As garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%). A garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico de 230 MW médios em Porto Primavera; não considera recursos da UHE Paraibuna.
⁽²⁾ Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D
⁽³⁾ Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D e incluem a totalidade das vendas no ACR e no ACL.

Tabela 10 – Detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR)

| Vendas no ACR (b) | Volume (MWm) | Preço do Leilão (R\$/MWh) | Data de Referência | Preço Bruto reajustado (R\$/MWh) ⁽¹⁾ | Preço Líquido PIS /COFINS / P&D (R\$/MWh) |
|------------------------------------|--------------|---------------------------|--------------------|---|---|
| 1º LEN - UHE Porto Primavera | 148 | 116,0 | 01/12/05 | 292,3 | 262,4 |
| 2º LEN - UHE Porto Primavera | 82 | 125,0 | 01/06/06 | 309,5 | 277,8 |
| 22º LEN - Ventos do Piauí I | 93 | 190,0 | 21/08/15 | 283,0 | 272,7 |
| 20º LEN - Ventos do Araripe III | 15 | 145,0 | 01/11/14 | 232,9 | 224,4 |
| 18º LEN - Ventos do Araripe III | 103 | 127,0 | 01/12/13 | 215,1 | 207,2 |
| 6º LER - Ventos do Araripe III | 52 | 143,0 | 01/10/14 | 227,3 | 219,0 |
| Preços Médios ACR (R\$/MWh) | | | | 268,6 | 249,6 |

⁽¹⁾ Data-base dos preços: 01 de abril de 2023.

O montante da garantia física de energia da UHE Porto Primavera contratada no ACR (230 MW médios) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$15,15/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

Tabela 11 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)

| Energia (MW médio) | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Recursos Próprios ⁽¹⁾ | 3.088 | 2.641 | 2.459 | 2.269 | 2.106 |

| | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Recursos Participações ² | 319 | 310 | 306 | 306 | 278 |
| Recursos Totais (a) | 3.407 | 2.951 | 2.765 | 2.575 | 2.383 |
| Requisitos Próprios | 3.046 | 2.523 | 2.303 | 1.725 | 1.280 |
| Requisitos Participações ⁽²⁾ | 275 | 275 | 275 | 275 | 275 |
| Requisitos Totais (b) | 3.321 | 2.798 | 2.578 | 2.000 | 1.554 |
| Balço consolidado (c) = (a) – (b) | 86 | 152 | 186 | 575 | 829 |

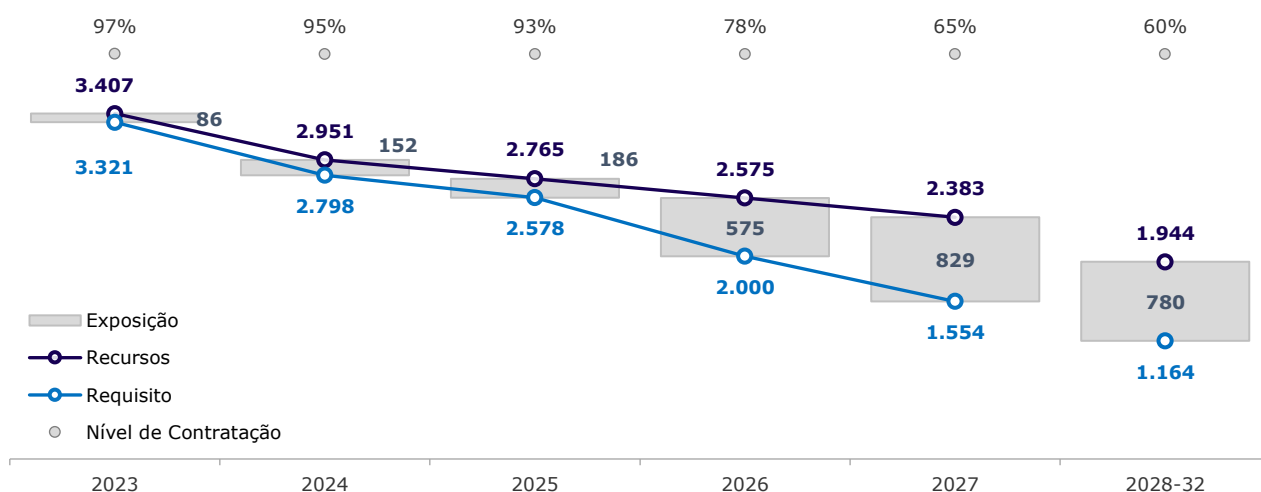
⁽¹⁾ Os valores consideram: (i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e Complexos Eólicos); (ii) o montante de 167 MW médios referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, previstos para entrada em operação ao longo de 2024. As garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%). A garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico de 230 MW médios em Porto Primavera; não considera recursos da UHE Paraibuna.

⁽²⁾ Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação societária preferencialista (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

O portfólio total, considerando os segmentos de Geração e de Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 3,3 GW médios para o ano de 2023, quantidade duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

Conforme apresentado na divulgação de resultados do 3T22, a Auren, antecipando a consolidação do cenário de queda de preços de mercado devido a evolução favorável do cenário hidrológico e das condições de suprimento de energia do SIN, adotou a estratégia de venda de sua posição *long* para os próximos três anos. Portanto, para o período de 2023 a 2025, o nível de contratação é de, aproximadamente, 95% do seu recurso composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados. Cabe destacar que esse nível de contratação não considera o montante de energia necessário para fazer frente a eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao deslocamento hidrelétrico (GSF).

Gráfico 22 – Balço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)⁽¹²⁾ (MW médio)



⁽¹²⁾ Consideram-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica, adotou-se premissa de 3%; (ii) a expectativas de garantia física nos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba; e (iii) o volume de 2024 considera a entrada de Sol de Jaíba e Sol do Piauí; (iv) a quantidade de garantia física equivalente à participação da Auren nos demais ativos.

O nível de contratação apontado no Gráfico 13, acima, já incorpora a garantia física referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, cujas construções já estão em curso. Cabe destacar que, para o horizonte 2028-2032, o nível médio de contratação do portfólio consolidado da Auren é de 60%.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária⁽¹³⁾. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

A partir deste 1T23, a Companhia passa a apresentar o EBITDA Ajustado retirando a marcação a mercado (MtM) dos contratos de compra e venda de energia. A marcação a mercado tem por objetivo incluir no EBITDA Contábil os efeitos positivos e negativos das negociações já firmadas com entrega futura de energia bem como os efeitos da exposição direcional. A nova forma de apresentação do EBITDA Ajustado, sem os efeitos da marcação a mercado, tem por objetivo representar de maneira mais fidedigna a performance e o desempenho corrente da Companhia, no qual será possível identificar o resultado do ano em curso sem deixar de identificar os efeitos futuros das negociações já realizadas bem como o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short*. Cabe destacar que as informações referentes ao mesmo período do ano anterior foram igualmente ajustadas para fins de comparabilidade.

Tabela 12 – Destaques Financeiros

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
|---|----------------|----------------|---------------|
| Receita Líquida | 1.414,5 | 1.384,2 | 2,2% |
| Lucro Bruto | 333,4 | 292,3 | 14,1% |
| <i>Margem Bruta</i> | 23,6% | 21,1% | +2,5 p.p. |
| EBITDA | 451,9 | 302,4 | 49,4% |
| Reversão de provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais | (17,3) | 46,2 | N.M. |
| Contratos futuros de energia | (38,4) | 5,3 | N.M. |
| EBITDA Ajustado | 396,2 | 353,9 | 12,0% |
| <i>Margem EBITDA Ajustada</i> | 28,0% | 25,6% | +2,4 p.p. |
| Resultado Financeiro | (17,2) | (166,4) | -89,7% |
| Resultado Líquido | 230,0 | (5,5) | N.M. |

Receita Líquida

A receita líquida do 1T23 totalizou R\$1.414,5 milhões, um aumento de 2,2% em relação aos R\$1.384,2 milhões no 1T22, resultado de:

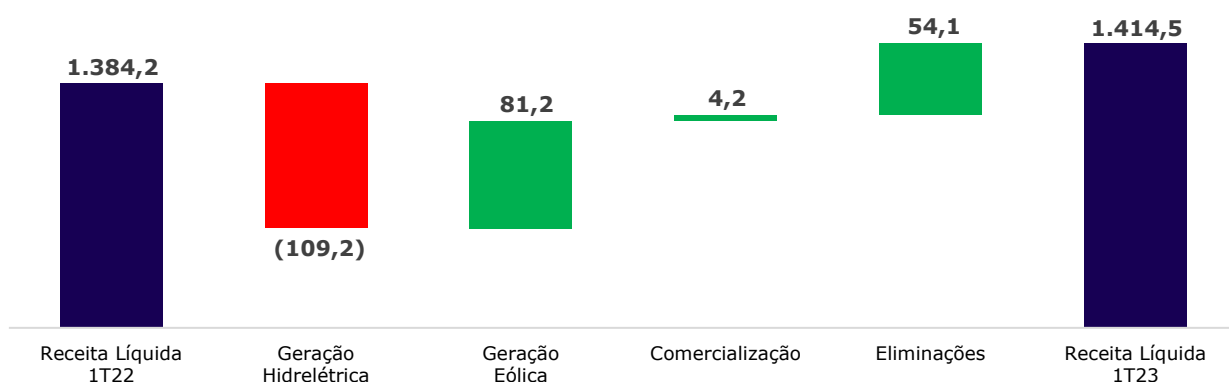
- (a) Geração Hidrelétrica:** redução de R\$109,2 milhões ou 25,1% versus o 1T22, principalmente por cessão dos contratos *intercompany* para a Auren Comercializadora realizados no final de 2022, parcialmente compensados

⁽¹³⁾ Os resultados consolidados, proforma, não auditados, do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação, bem como na planilha interativa disponível no *website*.

por reajustes de inflação de contratos do ACR e de contratos que permaneceram na carteira, além de redução no preço médio das operações *wholesale*. A cessão dos contratos *intercompany* acima mencionada tem sua contrapartida refletida no segmento de Comercialização e, portanto, não impacta o resultado consolidado da Auren;

- (b) Geração Eólica:** crescimento de R\$81,2 milhões ou 71,0% em relação ao 1T22, explicado, principalmente, pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e pela retomada da operação de Ventos do Araripe III, além de reajuste dos contratos por inflação;
- (c) Comercialização:** estável em relação ao 1T22, totalizando R\$1.019,4 milhões (vs. R\$1.015,2 milhões no 1T22). O efeito positivo resultante da migração de contratos da CESP e do aumento de 42,2% no volume de operações de *trading* (2.865 MW médios no 1T23 vs. 2.015 MW médios no 1T22), foi compensado por menores preços observados no mercado (R\$164/MWh no 1T23 vs. R\$232/MWh no 1T22); e
- (d) Eliminações:** efeito positivo de R\$54,1 milhões em relação ao 1T22, explicado, principalmente, pelo maior volume de operações *intercompany* entre os ativos de geração e a Comercializadora. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção "Informações Importantes" desse documento.

Gráfico 23 - Evolução da Receita Líquida do 1T23 versus 1T22 (R\$ milhões)



A Demonstração do Resultado do Exercício com o detalhamento da composição da receita líquida por segmento está disponível na seção "Anexos" desse documento.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais⁽¹⁴⁾ totalizaram R\$1.131,0 milhões no 1T23, uma redução de 8,4% em relação aos R\$1.234,7 milhões no 1T22, explicada por:

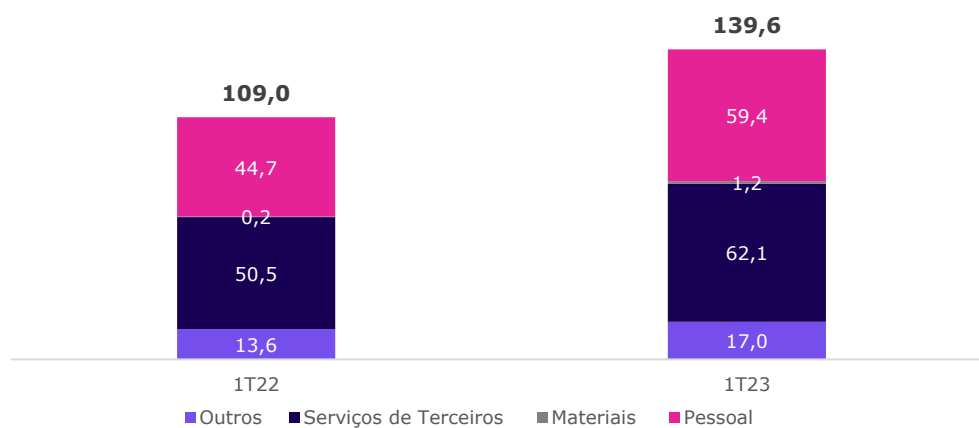
- (a) Custos com Compra de Energia:** redução de R\$52,6 milhões ou -6% em relação ao 1T22 (R\$814,0 milhões no 1T23 vs. R\$866,5 milhões no 1T22), decorrente de:
- **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$42,0 milhões em energia comprada em relação ao 1T22, devido ao encerramento dos contratos de compra para equalização do balanço energético, em linha com a estratégia de cessão de contratos para a Auren Comercializadora;
 - **Comercialização:** redução de R\$65,5 milhões ou -6,6%, totalizando R\$926,6 milhões no 1T23 versus R\$992,1 milhões no 1T22, majoritariamente em decorrência de menores preços praticados no mercado; e
 - **Eliminações Intercompany:** aumento de R\$54,1 milhões em eliminações no 1T23, devido ao incremento do volume de energia comercializada nas operações *intercompany*. Mais detalhes dessas operações estão disponíveis na seção “Informações Importantes”.
- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** aumento de R\$13,1 milhões ou 23,9% em relação ao 1T22, explicado pela atualização das tarifas TUST e TUSDg no segmento de Geração Hidrelétrica, representando um aumento do custo em R\$5,5 milhões em relação ao 1T22, e da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III, que adicionou R\$7,5 milhões em encargos do segmento de Geração Eólica no trimestre;
- (c) Custos e Despesas com PMSO⁽¹⁵⁾:** aumento de 28,1% ou R\$30,6 milhões na comparação entre os períodos (R\$139,6 milhões no 1T23 vs. R\$109,0 milhões no 1T22), explicado por:
- **Pessoal (P):** aumento de R\$14,8 milhões (R\$59,4 milhões no 1T23 vs. R\$44,7 milhões no 1T22), principalmente por reajustes inflacionários de aproximadamente R\$ 5 milhões, despesas relacionados aos projetos em implantação de outros R\$ 5 milhões, cujas construções estão em curso, e incrementos como resultado da formação da Auren, especialmente relacionados às mudanças do desenho organizacional e da reestruturação dos times operacionais, com efeitos, principalmente, nos segmentos Comercialização e *Holding*.

⁽¹⁴⁾ Esse total inclui Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação e Receitas (Despesas) Operacionais Líquidas.

⁽¹⁵⁾ A análise de despesas com PMSO inclui as rubricas de Custos com Operação e Receitas (Despesas) Operacionais apresentadas na Demonstração do Resultado do Exercício Segmentada, disponível na seção “Anexos” desse documento.

- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$12,5 milhões (R\$63,2 milhões no 1T23 vs. R\$50,7 milhões no 1T22), principalmente explicado pela adição dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, que adicionou R\$6,0 milhões em despesas, além de reajustes nos contratos de manutenção dos aerogeradores dos parques que já estavam em operação de R\$ 6,5 milhões; e
- **Outras Despesas (O):** aumento de R\$3,4 milhões em relação ao 1T22 (R\$17,0 milhões no 1T23 vs. R\$13,6 milhões no 1T22), explicado por maiores custos com seguros, arrendamentos e taxas no segmento eólico, em virtude da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III.

Gráfico 24 – Despesas com PMSO (R\$ milhões)



- (d) Outras receitas e despesas operacionais⁽¹⁶⁾:** redução de R\$94,9 milhões nas despesas em relação ao ano anterior (R\$112,6 milhões no 1T23 vs. R\$204,4 milhões no 1T22), resultado do efeito positivo de R\$63,5 milhões em movimentações na provisão para litígios, principalmente por maiores reversões de natureza cível, e de R\$43,7 milhões na variação da marcação a mercado dos contratos futuros de energia.

EBITDA Ajustado

Conforme citado anteriormente, a partir do 1T23 o EBITDA Ajustado passou a ser calculado excluindo os efeitos de marcação a mercado dos contratos de energia, conforme demonstrado na reconciliação abaixo. Para fins de comparação, os números históricos foram ajustados nesse mesmo critério.

¹⁶ Outras receitas/(despesas) operacionais: inclui principalmente depreciação e amortização, marcação a mercado (MtM) dos contratos de energia, e provisão (reversão) para litígios.

Tabela 13 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
|---|--------------|--------------|------------------|
| EBITDA | 451,9 | 302,4 | 49,5% |
| Reversão de provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais | (17,3) | 46,2 | N.M. |
| Marcação a mercado (MTM) | (38,4) | 5,3 | N.M. |
| EBITDA Ajustado | 396,2 | 353,9 | 12,0% |
| Margem EBITDA Ajustada | 28,0% | 25,6% | +2,4 p.p. |

O EBITDA Ajustado apresentou crescimento de 12,0% (ou R\$42,3 milhões) em relação ao 1T22, totalizando R\$396,2 milhões. A margem EBITDA ajustada atingiu 28,0%, representando uma expansão de 2,4 p.p. em relação à margem de 25,6% no 1T22. A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) Geração Hidrelétrica:** redução de 23,8% ou R\$71,8 milhões no EBITDA Ajustado do período, totalizando R\$229,9 milhões no 1T23 versus R\$301,7 milhões no 1T22, principalmente em virtude da cessão dos contratos de energia *intercompany* para Auren Comercializadora e de menor preço médio das operações *wholesale*, efeito parcialmente compensado pelo incremento do preço médio dos contratos reajustados por IPCA;
- (b) Geração Eólica:** aumento de 69,5% ou R\$57,0 milhões, perfazendo um EBITDA Ajustado de R\$139,1 milhões no 1T23 (vs. R\$82,1 milhões no 1T22), resultado da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, da melhor performance de geração nos parques e de reajustes dos contratos por inflação;
- (c) Comercialização:** aumento de R\$65,3 milhões em relação ao EBITDA Ajustado negativo de R\$2,6 milhões 1T22, já excluindo o efeito positivo de R\$65,6 milhões da marcação a mercado dos contratos de energia no trimestre. Esse aumento reflete a migração dos contratos entre os segmentos de Geração Hidrelétrica e Comercialização e o resultado positivo das operações de *trading* de energia; e
- (d) Holding e Pipeline:** resultado de R\$35,5 milhões em despesas no 1T23, em linha com os resultados anteriores. O aumento de R\$8,2 milhões em relação ao 1T22 ocorreu em virtude de maiores despesas com pessoal, relacionadas à reestruturação dos times operacionais, à maior remuneração variável e aos serviços com consultorias.

Gráfico 25 – Evolução do EBITDA Ajustado do 1T23 versus 1T22 (R\$ milhões)

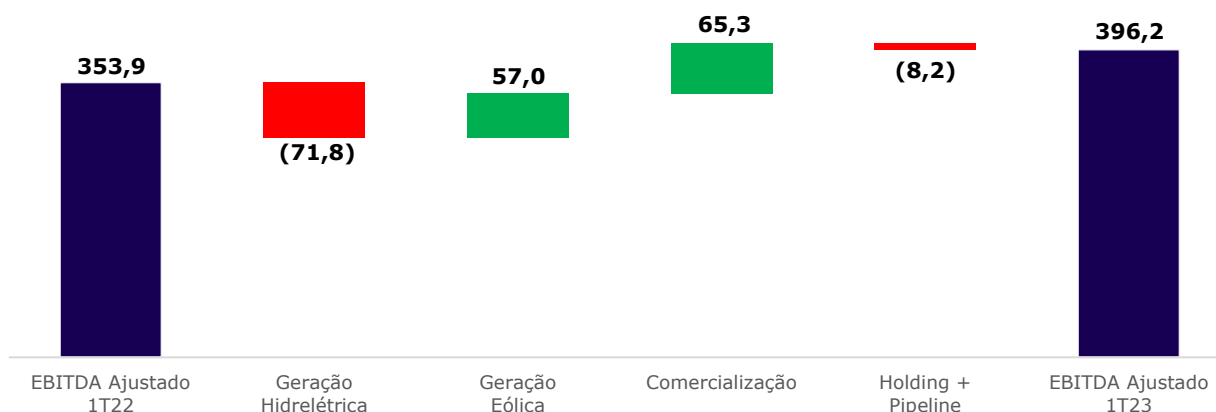


Tabela 14 – EBITDA Ajustado por Segmento

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. (%) |
|-------------------------------|--------------|--------------|-----------------|
| Geração Hidrelétrica | 229,9 | 301,7 | -23,8% |
| Geração Eólica | 139,1 | 82,1 | 69,5% |
| Comercialização | 62,7 | (2,6) | N.M. |
| <i> Holding e Pipeline </i> | (35,5) | (27,3) | 30,1% |
| EBITDA Ajustado | 396,2 | 353,9 | 12,0% |
| Margem EBITDA Ajustada | 28,0% | 25,6% | +2,4 p.p |

Resultado Financeiro

Tabela 15 – Resultado Financeiro Consolidado

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. % |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Receitas Financeiras | 254,8 | 89,1 | 186,0% |
| Atualização monetária de ativos indenizáveis pela União | 134,7 | - | - |
| Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva | 101,4 | 63,8 | 59,0% |
| Ajuste a valor presente da operação de alienação de investidas | 3,9 | 20,8 | -81,1% |
| Atualização monetária sobre depósitos judiciais | 3,6 | 2,9 | 24,5% |
| Reversão de atualização monetária sobre provisão para litígios | 8,7 | - | - |
| (-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro | (3,7) | (2,3) | 57,2% |
| Outras receitas financeiras | 6,2 | 3,9 | 58,3% |
| Despesas Financeiras | (272,0) | (255,5) | 6,5% |
| Encargos de Dívidas | (84,8) | (64,7) | 30,9% |
| Atualização Monetária | (96,8) | (61,6) | 57,3% |
| Apropriação de custo de captação | (4,3) | (5,5) | -22,7% |
| Atualização Monetária sobre Provisões para Litígios | (16,6) | (49,2) | -66,3% |
| Atualização do Saldo de Benefícios Pós-Emprego | (43,8) | (38,1) | 14,9% |
| Encargos sobre Operações de Desconto | - | (8,1) | - |
| Ajuste a Valor Presente da operação de alienação de investidas | (3,1) | (8,3) | -62,6% |
| Atualização Monetária sobre Ressarcimento | (6,7) | (5,8) | 14,0% |
| Outras Despesas Financeiras, líquidas | (16,0) | (14,2) | 13,4% |
| Total | (17,2) | (166,4) | -89,7% |

No 1T23, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$17,2 milhões (versus despesa líquida de R\$166,4 milhões no 1T22), em virtude de:

- (a) Receita financeira:** efeito positivo da atualização monetária mensal do saldo a receber da indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$134,7 milhões no 1T23. Adicionalmente, houve incremento de R\$37,6 milhões em rendimentos das aplicações financeiras, explicado por maior volume de caixa aplicado no período e à alta do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) médio em relação ao 1T22;
- (b) Encargos de dívidas e atualização monetária:** aumento de R\$55,3 milhões em relação ao 1T22, devido ao maior endividamento bruto, que totalizou R\$6,1 bilhões no 1T23, versus R\$4,8 bilhões no 1T22, principalmente devido a:
- Liberações de financiamentos dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III ocorridas ao longo do exercício de 2022;
 - Encerramento da capitalização de Ventos do Piauí II e III, que entrou 100% em operação comercial no trimestre;
 - Captação de R\$180,0 milhões de financiamento junto ao BNB para Sol de Jaíba em março de 2023; e
 - Menor impacto do IPCA, devido a sua desaceleração de, aproximadamente, -1,08% na comparação entre os trimestres, que compõe 67% do total da dívida consolidada.
- (c) Atualização referente ao Contencioso Passivo:** redução de R\$26,9 milhões entre os períodos reflexo da redução de R\$231 milhões do contencioso passivo provisionado (R\$1.160 milhões no 1T23 vs R\$1.391 milhões no 1T22), com atualização pelo IGP-M (0,15% no 1T23 vs 5,49% no 1T22), principal índice ao qual os processos estão indexados.

Lucro Líquido

Tabela 16 – Lucro Líquido Consolidado

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. % |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| EBITDA | 451,9 | 302,4 | 49,5% |
| Depreciação e Amortização | (168,3) | (152,9) | 10,1% |
| Resultado Financeiro | (17,2) | (166,5) | -89,7% |
| IR/CS | (66,7) | (8,6) | 677,4% |
| Equivalência Patrimonial | 30,2 | 20,1 | 50,7% |
| Lucro Líquido | 230,0 | (5,5) | N.M. |

O lucro líquido no 1T23 totalizou R\$230,0 milhões, versus prejuízo de R\$5,5 milhões no 1T22, resultado de:

- (a) **EBITDA:** o EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$451,9 milhões no 1T23, uma melhora de R\$149,5 milhões ou 49,5% em relação aos R\$302,4 milhões registrados no 1T22;
- (b) **Resultado financeiro:** redução de R\$149,3 milhões no resultado financeiro líquido em relação ao 1T22, explicado majoritariamente pela receita financeira de R\$134,7 milhões de atualização monetária sobre o saldo a receber da indenização da UHE Três Irmãos.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 1T23, era de R\$6,1 bilhões em comparação aos R\$4,8 bilhões no 1T22.

A posição de caixa e equivalentes e aplicações financeiras ao final do 1T23 era de R\$3,4 bilhões versus R\$3,2 bilhões no mesmo período do ano passado.

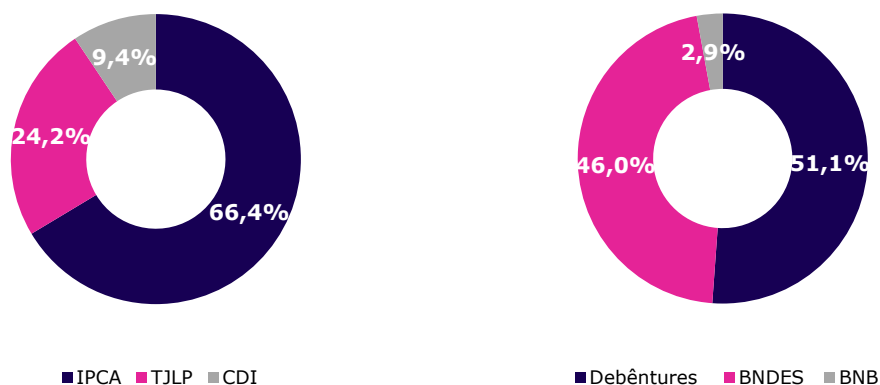
Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, no encerramento do 1T23, era de R\$2,6 bilhões, com prazo médio de 7,2 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 11,4% a.a. (IPCA + 4,6% a.a. ou CDI - 1,1% a.a.).

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 1T23 em 1,6x versus 1,5x no 1T22.

Gráfico 26 – Cronograma de Amortização da Dívida Bruta (R\$ milhões)



Gráfico 27 – Perfil da Dívida Bruta (%)



O quadro com o detalhamento da composição da carteira de dívida da Companhia está disponível na seção “Anexos” desse documento, bem como os *ratings* de crédito da Companhia, de suas subsidiárias e de seus instrumentos de dívida.

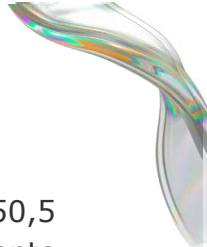
Fluxo de Caixa Livre

Tabela 17 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

| R\$ milhões | 1T23 | 1T22 | Var. % |
|--|--------------|----------------|---------------|
| EBITDA Ajustado | 396,2 | 353,9 | 12,0% |
| IR/CS Caixa | (59,0) | (19,8) | 199,0% |
| Capital de Giro e Outros | 50,5 | (55,1) | -191,5% |
| CAPEX <i>Sustaining</i> | (5,5) | (2,3) | 135,9% |
| Fluxo de Caixa Operacional | 382,1 | 276,7 | 38,1% |
| Serviço de Dívida | (83,9) | (75,8) | 10,6% |
| Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida | 298,2 | 200,8 | 48,5% |
| CAPEX Projetos | (277,0) | (265,6) | 4,3% |
| Pagamento de Litígios, obrigações e acordos judiciais | (36,4) | (63,4) | -42,7% |
| Captações | 225,6 | 76,6 | 194,5% |
| Amortizações | (39,1) | (27,4) | 42,7% |
| Aumento de Capital Social | - | 1.500,0 | -100,0% |
| Fluxo de Caixa Livre | 171,4 | 1.421,0 | -87,9% |

A variação no fluxo de caixa entre os trimestres é explicada, principalmente, por:

- (a) **EBITDA Ajustado:** melhora de 12,0% ou R\$42,3 milhões no EBITDA Ajustado consolidado do 1T23, totalizando R\$396,2 milhões, com expansão de 2,4 p.p. na margem EBITDA Ajustada, de 28,0% no 1T23 versus 25,6% no 1T22;

- 
- (b) **Capital de Giro e Outros:** melhora de R\$105,6 milhões no 1T23 (R\$50,5 milhões no 1T23 versus -R\$55,2 milhões no 1T22), explicada principalmente por: (i) aumento nos rendimentos de aplicações financeiras; e (ii) *waiver fee* das debêntures de CESP na formação da Auren;
- (c) **CAPEX de Projetos:** desembolso de R\$277,0 milhões no 1T23, principalmente em virtude do início das obras nos projetos solares Sol de Jaíba e Sol do Piauí, além de pagamentos residuais do complexo eólico Ventos do Piauí II e III.

Evento Subsequentes

(a) Distribuição de Dividendos

Em continuidade ao Fato Relevante divulgado em 16 de fevereiro de 2023, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2023, aprovou, dentre outras deliberações, a declaração e distribuição de dividendos obrigatórios e adicionais relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, em montante total de R\$1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais), equivalentes a R\$1,50 (um real e cinquenta centavos) por ação ordinária de emissão da Companhia, sendo: (i) R\$635.169.919,57 (seiscentos e trinta e cinco milhões, cento e sessenta e nove mil, novecentos e dezenove reais e cinquenta e sete centavos), a título de dividendos obrigatórios, correspondente a 25% do lucro líquido ajustado do exercício social de 2022; e (ii) R\$864.830.080,43 (oitocentos e sessenta e quatro milhões, oitocentos e trinta mil, oitenta reais e quarenta e três centavos), a título de dividendos adicionais.

Terão direito aos dividendos declarados, os acionistas da Companhia na data base de **04 de maio de 2023**, respeitadas as negociações realizadas até essa data, inclusive. A partir de **05 de maio de 2023**, as ações serão negociadas ex-dividendos.

O pagamento dos dividendos será realizado em moeda corrente nacional, em parcela única em **15 de maio de 2023**. Não haverá atualização monetária ou incidência de juros entre a data da declaração dos dividendos e a data do efetivo pagamento.

Mais informações estão disponíveis no [Aviso aos Acionistas](#) publicado em 28 de abril de 2023.

(b) Contencioso Passivo

Em 03 de maio de 2023, foi homologado acordo judicial na esfera cível na controlada CESP, que resultará na reversão de provisão para litígios, gerando um efeito no resultado do mês de maio de 2023 de R\$ 87,8 milhões, líquido dos efeitos tributários.

Contencioso Passivo e Ativo

Contencioso Passivo

Alinhada às melhores práticas de mercado, a divulgação do contencioso passivo da Auren engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda seja provável ou possível.

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R\$2,8 bilhões, sendo R\$1,16 bilhão com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Do 4T22 para o 1T23, houve uma redução de R\$54 milhões no contencioso passivo total. Desse montante, R\$39 milhões foram reduzidos do contencioso passivo provável, resultante de acordos, de encerramento de ações de forma favorável à Companhia e de adequações de estimativa e prognóstico dos casos, conforme evolução processual. A redução restante se deu na linha do contencioso passivo possível.

Gráfico 28 - Perfil do Contencioso Passivo (% Total)

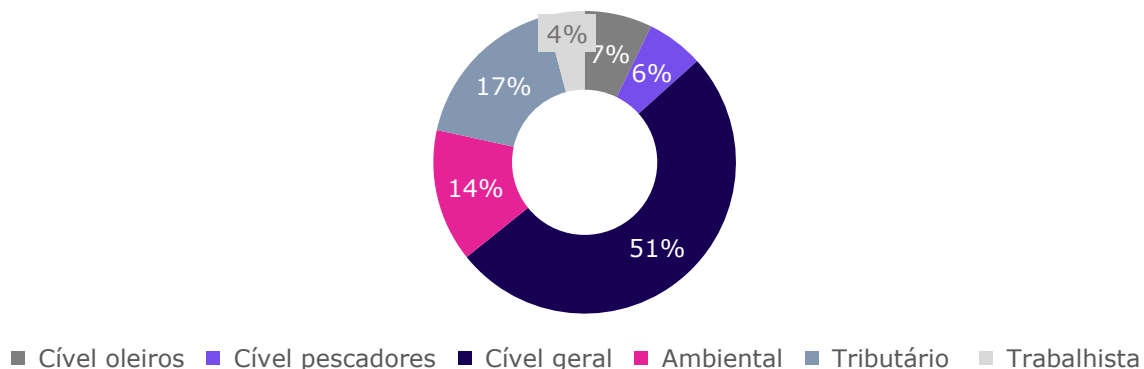
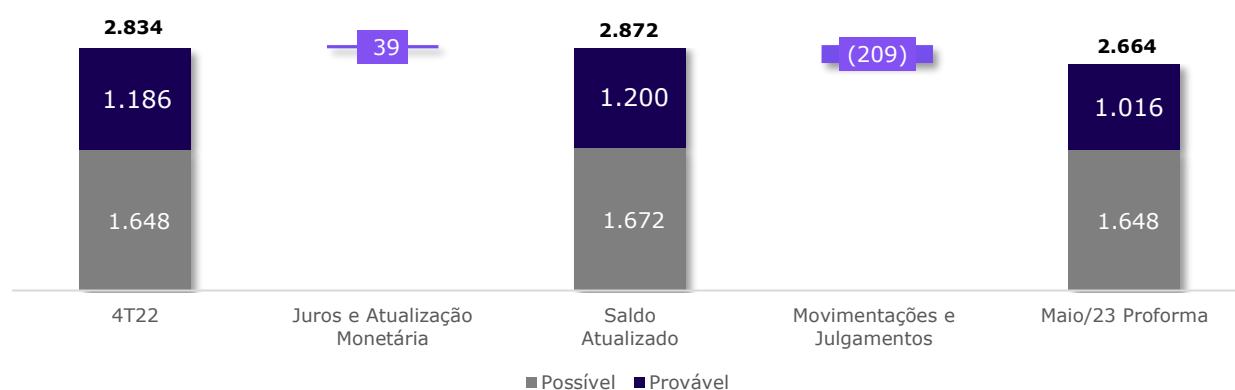


Gráfico 29 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo ⁽¹⁷⁾ (R\$ milhões)



Em 03 de maio de 2023, foi homologado acordo judicial na esfera cível na controlada CESP, que resultará na reversão de provisão para litígios, gerando um efeito no resultado do mês de maio de 2023 de R\$ 87,8 milhões, líquido dos efeitos tributários.

A Companhia esclarece que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.


Contencioso Ativo – Três Irmãos

Conforme Fato Relevante de 07 de dezembro de 2022, a CESP, subsidiária integral da Companhia, celebrou acordo judicial com a União Federal referente a indenização da UHE Três Irmãos, homologado judicialmente em 10 de janeiro de 2023. O acordo define que a CESP receberá a indenização nos termos da Portaria Interministerial MME/MF nº 129/2014, de 27 de março de 2014, pelo valor histórico de R\$1.717.362.148,59, devidamente atualizado pela taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) no regime de capitalização composta, a ser pago em 84 parcelas mensais e consecutivas, calculadas de acordo com o sistema SAC (Sistema de Amortização Constante), com início de pagamento da primeira parcela até 15 de outubro de 2023. A fonte dos recursos para custeio da indenização é a Reserva Global de Reversão (RGR).

Esse acordo implica na renúncia, por parte da CESP, de todos os demais pedidos judiciais contidos na Ação nº 0045939-32.2014.4.01.3400. Em 17 de janeiro de 2022, foi certificado o trânsito em julgado e o processo foi definitivamente arquivado.

Em 10 de janeiro de 2023, conforme Fato Relevante divulgado na data, a Companhia tomou conhecimento da homologação judicial, perante o Juízo da 17ª Vara Federal da

⁽¹⁷⁾ O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária. O número apresentado no 3T22 era proforma, dado que havia no total divulgado uma expectativa de baixa de processo em out/22, que se concretizou neste período.



Seção Judiciária do Distrito Federal, do acordo judicial celebrado entre a CESP e a União Federal.

Conforme mencionado na seção “Desempenho Financeiro”, a contabilização do Acordo gerou uma receita financeira líquida de R\$143 milhões no 1T23.

Mais informações e o Acordo na íntegra estão disponíveis no [Fato Relevante](#) e no [Comunicado ao Mercado](#) publicados pela Companhia, bem como nas Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social de 2022.

Segurança de Mercado – 2ª fase da Consulta Pública nº11/2022

No atual contexto de abertura de mercado de energia elétrica, a segurança das operações no ambiente de contratação livre se torna cada vez mais relevante. Com efeito, o limite para ingresso no mercado livre tem sido reduzido ano a ano por força da Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 465/2019, atualmente, consumidores com carga superior a 0,5 MW já podem optar pela contratação livre de energia.

Em paralelo a este movimento, o número de consumidores livres vem crescendo de forma acentuada. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foi verificado um crescimento de 11% no número de agentes em comparação ao ano anterior, alcançando em fevereiro de 2023 o número de 14 mil agentes no mercado livre, além disso, apenas no primeiro bimestre de 2023 foram abertos aproximadamente 400 processos de adesão à CCEE⁽¹⁸⁾.


Nesse contexto, o aperfeiçoamento dos mecanismos regulatórios visando a segurança do mercado vem sendo tratado como tema estratégico pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e desde 2019, podemos observar maior movimentação na elaboração e aprovação de propostas de alteração das regras de comercialização com essa finalidade.

Com relação ao monitoramento de mercado, a ANEEL abriu a segunda fase da Consulta Pública nº 11/2022, com período de contribuições abertas até 17 de abril de 2023, que trata sobre o aperfeiçoamento do monitoramento do mercado de energia elétrica com base em propostas encaminhadas pela CCEE que se aproximam dos modelos de regulação prudencial adotados pelo sistema financeiro, sob ingerência do Banco Central do Brasil, para prevenir riscos de liquidez na comercialização de energia.

Uma das principais mudanças será o envio periódico pelos agentes à CCEE de informações sobre o patrimônio e ativos líquidos, sobre a exposição futura e o nível de alavancagem, com base em metodologia e parâmetros de risco definidas previamente pela ANEEL e discutidos no âmbito da consulta pública. Para tanto, a proposta também apresenta solução tecnológica, com apoio na computação confidencial, de criptografias e da adoção de sistemas auditáveis para garantir a confiabilidade e a segurança da informação, por se tratar de questões comerciais sigilosas e estratégias empresariais.

Nesta etapa, a Agência Reguladora disponibilizou ao mercado a minuta da Resolução Normativa sobre a realização do período sombra, que teria 12 meses de duração, além do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial, com o objetivo de testar, avaliar e definir os parâmetros necessários ao cálculo do fator de alavancagem e a definição do

⁽¹⁸⁾ Fonte: 1ª reunião de interação com os agentes – 2023



limite de alavancagem a partir do qual a CCEE irá iniciar o monitoramento individualizado dos agentes de comercialização, geração e consumidores.

A CCEE também propôs em sua nota técnica nº 3.1, documento disponibilizado ainda na primeira fase desta consulta: (i) a necessidade de definição de condutas “anômalas” (rol não-taxativo que inclui operações envolvendo informações privilegiadas, aumento substancial de operações sem correspondente aumento de capital ou caixa, preços em desacordo com o mercado, entre outros exemplos apresentados); e (ii) a necessidade de criação de procedimento estruturado de fiscalização para aplicação de sanções (desde advertências e multas até o desligamento da Câmara). Esse tema será discutido em nova fase da referida consulta pública.

Outro tema que será tratado na sequência, a depender dos resultados obtidos no período sombra, são as garantias de liquidação, que inicialmente a CCEE propôs, na mesma nota técnica, que os agentes em geral mantenham garantia financeira aportada equivalente ao risco potencial referente a duas liquidações do Mercado de Curto Prazo (MCP). A isso se somaria um percentual calculado com base na alavancagem do agente.

Este tópico é de suma relevância para o mercado de energia e será essencial para o funcionamento adequado do setor elétrico brasileiro, principalmente no que tange à ampliação e desenvolvimento do mercado de comercialização de energia. Dentre os principais pilares para que o processo de monitoramento prudencial seja eficaz, destacam-se os princípios da previsibilidade, transparência e reprodutibilidade, que são essenciais para que o mercado tenha segurança e confiança no processo.

Segmentação dos Resultados

A segmentação dos resultados reflete:

- **Geração Hidrelétrica:** segmento composto pelas empresas CESP Geradora e demais ativos hidrelétricos que a Auren possui participação indireta por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia;
- **Geração Eólica:** segmento composto pelos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III;
- **Comercialização:** segmento composto pela Auren Comercializadora (antiga Votener) e CESP Comercializadora; e
- **Holding e Pipeline:** segmento composto pelas despesas da estrutura corporativa da Companhia e demais projetos em fase de estruturação e construção, como os projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba.

Para baixar a planilha com os resultados segmentados, [clique aqui](#).

Operações *Intercompany*

As operações *intercompany* envolvendo as empresas da Auren estão concentradas essencialmente entre os segmentos de Geração Hidrelétrica (substancialmente na CESP Geradora) e Geração Eólica (usinas dos complexos Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III) com o segmento de Comercialização (Auren Comercializadora, antiga Votener, e CESP Comercializadora) e referem-se aos contratos de compra e venda de parte da energia gerada por essas empresas para comercialização no mercado livre.

Além disso, especificamente para o caso envolvendo a CESP Geradora e a CESP Comercializadora, existem transações de compra e venda com o propósito de gestão do balanço energético dos ativos hidrelétricos, visando mitigar os efeitos trazidos pelo GSF no resultado da Companhia.

As operações *intercompany* mencionadas são eliminadas (coluna de Eliminações) para consolidação dos resultados da Auren Energia.

Impactos das Operações *Intercompany* em 2022

As empresas Votorantim Energia e CESP, antes da formação da Auren, detinham individualmente contratos de compra e de venda de energia nas suas respectivas comercializadoras e ativos de geração. Ao longo do ano de 2022, a Auren reestruturou o segmento de Comercialização, com o objetivo de consolidar esses contratos na Auren Comercializadora. Nesse contexto, as seguintes iniciativas foram implementadas ao longo de 2022:

- Transferência da totalidade dos contratos de compra e de venda de energia futura com terceiros (exceto transações com restrições contratuais ou regulatórias) dos ativos de geração para a Auren Comercializadora; e
- Criação de contratos *intercompany* de venda da energia excedente entre os segmentos de Geração e de Comercialização da Auren com o objetivo de equalizar o balanço energético da Companhia.

Essa consolidação trouxe oportunidades para simplificar a gestão desses contratos, segregando os perfis de risco e retorno dos negócios de Geração e Comercialização e capturar as sinergias relevantes na otimização desse portfólio.

Considerando que as políticas contábeis da Companhia, do ponto de vista de suas Demonstrações Financeiras Consolidadas, mantiveram-se as mesmas, essa consolidação de contratos não trouxe nenhum efeito no resultado consolidado, no qual os contratos de compra e venda de energia futura continuam sendo classificados conforme sua classificação original:

- Contratos de "*wholesale*": contratos classificados fora do alcance do CPC 48, uma vez que continuam mantidos para fins de recebimento ou entrega de item não financeiro, e não são marcados à mercado; e
- Contratos de "*trading*": contratos classificados dentro do alcance do CPC 48, classificados como instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo na data em que o respectivo contrato é celebrado e são, subsequentemente, marcados à mercado ao seu valor justo.

Visando refletir esse cenário, o ajuste na coluna "Eliminações" no valor de R\$439 milhões do segmentado está relacionado à eliminação deste efeito não recorrente. No resultado consolidado, o efeito de marcação à mercado que permanece refere-se à atividade de *trading*.

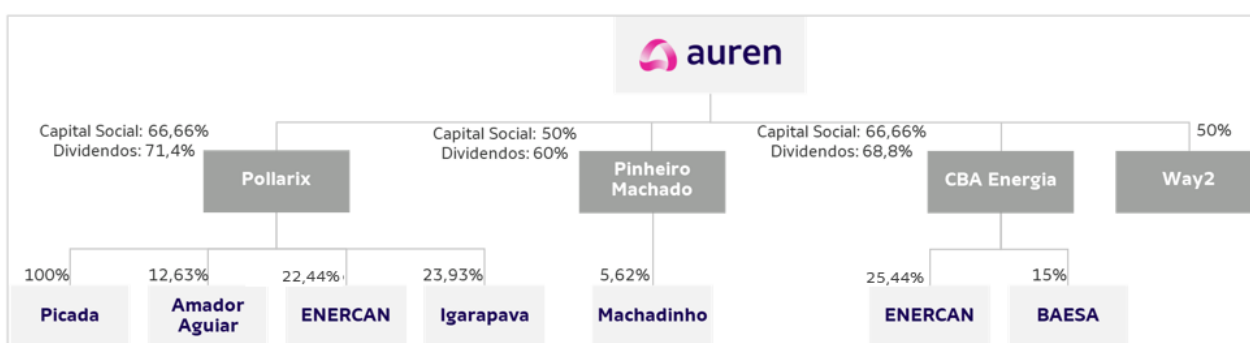
Equivalência Patrimonial

Os resultados que compõem a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e na empresa Way2.

As eliminações apresentadas no resultado consolidado, além das operações *intercompany* mencionadas no tópico anterior, incluem os resultados de cada uma das empresas que a Auren detém participação e que são consolidadas para fins das demonstrações financeiras, como nos casos da CESP, Auren Comercializadora (antiga Votener), empresas dos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III e Sol de Jaíba, essencialmente.

As participações minoritárias detidas pela Auren nas empresas CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado e a participação da Auren Comercializadora (antiga Votener) na empresa Way2 não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

Figura 1 – Participações societárias indiretas da Companhia



Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada

■ 1T23

| R\$ milhões | Consolidado | | | Geração Hidrelétrica | | | Geração Eólica | | | Comercialização | | | Holding | | | Eliminações | | |
|--|----------------|----------------|-----------------|----------------------|--------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1T23 | 1T22 | Var. % | 1T23 | 1T22 | Var. % | 1T23 | 1T22 | Var. % | 1T23 | 1T22 | Var. % | 1T23 | 1T22 | Var. % | 1T23 | 1T22 | Var. % |
| Receita Bruta | 1.627,4 | 1.537,0 | 5,9% | 378,4 | 497,2 | -23,9% | 205,4 | 119,6 | 71,7% | 1.179,7 | 1.118,6 | 5,5% | - | - | - | (136,1) | (198,4) | -31,4% |
| Receita Líquida | 1.414,5 | 1.384,2 | 2,2% | 325,4 | 434,6 | -25,1% | 195,7 | 114,4 | 71,0% | 1.019,4 | 1.015,2 | 0,4% | - | - | - | (125,9) | (180,0) | -30,1% |
| Custo com Compra de Energia | (814,0) | (866,5) | -6,1% | (7,9) | (49,9) | -84,2% | (5,4) | (4,5) | 20,0% | (926,6) | (992,1) | -6,6% | - | - | - | 125,9 | 180,0 | -30,1% |
| Encargos de Uso da Rede Elétrica | (67,9) | (54,8) | 23,9% | (54,3) | (48,8) | 11,4% | (13,6) | (6,0) | 125,5% | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Custo com Operação | (199,3) | (170,6) | 16,8% | (108,0) | (116,7) | -7,4% | (91,3) | (53,9) | 69,6% | - | (0,0) | - | - | - | - | - | - | - |
| Repactuação do Risco Hidrológico | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Lucro (Prejuízo) Bruto | 333,4 | 292,3 | 14,0% | 155,2 | 219,2 | -29,2% | 85,4 | 50,0 | 70,6% | 92,8 | 23,0 | 302,8% | - | - | - | - | - | - |
| Receitas (Despesas) Operacionais | (49,8) | (142,8) | -65,1% | (5,7) | (71,3) | -92,1% | (5,2) | (1,6) | 223,2% | 34,8 | (31,6) | -210,3% | (46,7) | (38,3) | 21,8% | (27,1) | - | - |
| Equivalência Patrimonial | 30,2 | 20,1 | 50,7% | 29,8 | 23,2 | 28,4% | - | - | - | 0,4 | (0,0) | -973,3% | - | (10,6) | -100,0% | - | 7,4 | - |
| Resultado Financeiro | (17,2) | (166,4) | -89,7% | 30,6 | (148,9) | -120,6% | (88,1) | (42,7) | 106,2% | 8,3 | (5,6) | -249,3% | 32,0 | 30,7 | 4,0% | - | - | - |
| Lucro (Prejuízo) antes do IR/CSLL | 296,6 | 3,1 | 9480,0% | 210,0 | 22,3 | 842,9% | (7,9) | 5,7 | -238,1% | 136,4 | (14,2) | -1063,6% | (14,7) | (18,2) | -19,0% | (27,1) | 7,4 | -464,5% |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | (66,6) | (8,6) | 677,4% | (18,4) | (2,3) | 704,2% | (14,2) | (9,9) | 43,9% | (49,0) | 4,8 | -1125,3% | 14,9 | (1,2) | -1348,2% | - | - | - |
| Lucro (Prejuízo) Líquido | 230,0 | (5,5) | -4298,5% | 191,6 | 20,0 | 6900,6% | (22,1) | (4,2) | 431,8% | 87,4 | (9,4) | -504,6% | 0,2 | (19,4) | -101,0% | (27,1) | 7,4 | -464,5% |
| Lucro antes dos Impostos | 296,6 | 3,1 | 9480,0% | 210,0 | 22,3 | 842,9% | (7,9) | 5,7 | -238,1% | 136,4 | (14,2) | N.M. | (14,7) | (18,2) | N.M. | (27,1) | 7,4 | N.M. |
| Equivalência Patrimonial | (30,2) | (20,1) | 50,7% | (29,8) | (23,2) | 28,4% | - | - | - | (0,4) | 0,0 | -973,3% | - | 10,6 | N.M. | - | (7,4) | N.M. |
| Resultado Financeiro Líquido | 17,2 | 166,4 | N.M. | (30,6) | 148,9 | -120,6% | 88,1 | 42,7 | 106,2% | (8,3) | 5,6 | -249,3% | (32,0) | (30,7) | 4,0% | - | - | - |
| Depreciação e Amortização | 168,3 | 152,9 | 10,1% | 97,7 | 107,6 | -9,2% | 58,9 | 33,6 | 75,1% | 0,6 | 0,6 | -6,4% | 11,2 | 11,0 | 1,1% | - | - | - |
| EBITDA | 451,9 | 302,4 | 49,5% | 247,2 | 255,5 | -3,2% | 139,1 | 82,1 | 69,5% | 128,2 | (7,9) | N.M. | (35,5) | (27,3) | N.M. | (27,1) | - | - |
| Reversão de Provisão para Litígios | (17,3) | 46,2 | N.M. | (17,3) | 46,2 | N.M. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Contratos Futuros de Energia | (38,4) | 5,3 | -820,0% | - | - | - | - | - | - | (65,5) | 5,3 | - | - | - | - | 27,1 | - | - |
| EBITDA Ajustado | 396,2 | 353,9 | 11,9% | 229,9 | 301,7 | -23,8% | 139,1 | 82,1 | 69,5% | 62,7 | (2,6) | N.M. | (35,5) | (27,3) | N.M. | - | - | - |
| Margem EBITDA Ajustada | 28,0% | 25,6% | 2,4p.p. | 70,7% | 69% | 1,2p.p. | 71,1% | 71,7% | -0,6p.p. | 6,2% | -0,3% | 6,4p.p. | - | - | - | - | - | - |

Endividamento

A partir do 1T23, a Companhia adotou o seguinte critério de cálculo da Dívida Líquida: Dívida Bruta deduzida das Disponibilidades (Caixa, Equivalentes de caixa e Aplicações financeiras), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo) e Arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC-06/IFRS16-Arrendamentos. Dessa forma, rerepresentamos abaixo o endividamento histórico, para fins de comparabilidade:

| R\$ milhões | 1T22 | 2T22 | 3T22 | 4T22 | 1T23 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Curto-Prazo | 204,4 | 226,9 | 236,6 | 276,6 | 285,5 |
| Longo-Prazo | 4.623,9 | 5.358,7 | 5.492,2 | 5.553,6 | 5.835,2 |
| Dívida Bruta | 4.828,3 | 5.585,6 | 5.728,8 | 5.830,2 | 6.120,8 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | (0,0) | (0,1) | 0,1 | (0,8) | (1,6) |
| Arrendamentos | 6,8 | 5,6 | 80,7 | 44,3 | 45,4 |
| Total Dívida Bruta | 4.835,0 | 5.591,1 | 5.809,5 | 5.873,7 | 6.164,5 |
| Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações financeiras | 3.173,8 | 3.347,7 | 2.981,0 | 3.231,3 | 3.402,7 |
| Dívida Líquida | 1.661,2 | 2.243,5 | 2.828,6 | 2.642,4 | 2.761,8 |
| Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (12M)) | 1,5x | 1,8x | 2,0x | 1,6x | 1,6x |

| | Dívida Bruta (R\$ milhões) | Indexador | Spread | Amortização | Vencimento |
|--------------------------|-------------------------------|-----------|--------|-------------|------------|
| Auren Energia | 355,2 | | | | |
| 1ª Debênture | 355,2 | CDI | 1,48% | À vista | dez/24 |
| CESP | 2.054,7 | | | | |
| 11ª Debênture | 233,1 | CDI | 1,64% | 7 anos | dez/25 |
| 12ª Debênture | 1.821,6 | IPCA | 4,30% | 10 anos | ago/30 |
| Ventos do Piauí I | 746,5 | | | | |
| BNDES | 604,7 | TJLP | 2,16% | 16 anos | jun/34 |
| 1ª Debênture | 141,8 | IPCA | 5,47% | À vista | jun/24 |
| Ventos do Piauí II e III | 1.750,4 | | | | |
| BNDES | 1.750,4 | IPCA | 4,56% | 22 anos | mar/45 |
| Ventos do Araripe III | 1.035,3 | | | | |
| Repasse | 396,6 | TJLP | 3,15% | 12 anos | dez/29 |

| | | | | | |
|--------------|--------------|------|-------|---------|--------|
| BNDES | 449,4 | TJLP | 2,49% | 16 anos | jun/35 |
| 1ª Debênture | 189,3 | IPCA | 6,99% | 14 anos | jul/32 |
| Total | 178,7 | | | | |

Ratings

| | Agência | Rating | Outlook | Revisão |
|-----------------------|-------------------|-----------------|--------------------|---------|
| Auren - Corporativo | Fitch Ratings | BBB- AAA(bra) | Negativo Estável | mar/22 |
| CESP - Corporativo | Standard & Poor's | BB- br.AAA | Estável | mai/21 |
| CESP - 12ª Debênture | Fitch Ratings | AAA(bra) | Negativo Estável | jul/21 |
| Ventos do Piau ÍI | Fitch Ratings | BB AAA(bra) | Estável | mar/22 |
| Ventos do Araripe III | Fitch Ratings | BB AA-(bra) | Positivo | out/22 |

Portfólio de Ativos

Ativos em Operação

| Ativo ⁽¹⁾ | Fonte | Capacidade Instalada ⁽²⁾ (MW) | Garantia Física ⁽²⁾ (MW médio) | Participação Econômica Indireta ⁽³⁾ |
|---------------------------------------|--------------|---|--|--|
| Porto Primavera | Hidrelétrica | 1.540,0 | 886,8 | 100,0% |
| Barra Grande (BAESA) | Hidrelétrica | 71,2 | 36,7 | 10,3% |
| Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾ | Hidrelétrica | 153,9 | 66,9 | 17,5% |
| Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾ | Hidrelétrica | 141,1 | 61,2 | 16,0% |
| Amador Aguiar I e II | Hidrelétrica | 40,6 | 24,5 | 9,0% |
| Igarapava | Hidrelétrica | 35,9 | 21,8 | 17,1% |
| Picada | Hidrelétrica | 35,7 | 21,1 | 71,4% |
| Machadinho | Hidrelétrica | 38,4 | 15,9 | 3,4% |

| | | | | |
|-----------------------|--------|----------------|----------------|--------|
| Ventos do Piauí I | Eólica | 205,8 | 106,3 | 100,0% |
| Ventos do Piauí II | Eólica | 206,8 | 104,6 | 100,0% |
| Ventos do Piauí III | Eólica | 202,4 | 99,7 | 100,0% |
| Ventos do Araripe III | Eólica | 357,9 | 151,1 | 100,0% |
| Total | | 3.029,6 | 1.596,6 | |

⁽¹⁾Inclui ativo sem que a Companhia possui investimentos: CBAEnergia, Pollarix e Pinheiro Machado.

⁽²⁾Capacidade instalada proporcional à participação societária indireta da Companhia nos ativos.

⁽³⁾ Participação econômica indireta da Auren nos ativos representa percentual de dividendos recebidos pela Auren da CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado. As ações preferenciais da Auren recebem um dividendo diferenciado de 68,8% dos dividendos pagos pela CBA Energia, 71,4% dos dividendos pagos pela Pollarix e 60% dos dividendos pagos pela Pinheiro Machado.

⁽⁴⁾Holding CBA Energia.

⁽⁵⁾Holding Pollarix.

▪ Ativos em Construção

| Ativo | Fonte | Capacidade Instalada (MWac) | Garantia Física (MW médio) | Participação Econômica |
|--------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|------------------------|
| Sol do Piauí | Híbrida | 48,0 | 12,7 | 100,0% |
| Sol de Jaíba | Fotovoltaica | 500,0 | 154,2 | 100,0% |
| Total | | 548,0 | 166,9 | |

▪ Pipeline

| Ativo | Fonte | Capacidade Instalada (MW) | Garantia Física (MW médio) | Participação Econômica |
|--------------|--------------|---------------------------|----------------------------|------------------------|
| Hélios | Fotovoltaica | 1.210,0 | 355,3 | 100,0% |
| Corumbá | Hidrelétrica | 81,6 | 51,5 | 51,0% |
| Ibiapaba | Eólica | 382,0 | 186,0 | 100,0% |
| Total | | 1.673,6 | 592,8 | - |