

Release de Resultados
2T23

Agosto 2023

Webcast

03 de agosto de 2023

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:00 hrs (Brasília) | 10:00 hrs (Nova Iorque) | 15:00 hrs (Londres)

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

Apresentação de Resultados disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

ri@arenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de junho de 2023:

- **AURE3:** R\$14,33
- **Valor de Mercado:** R\$14,3 bilhões

Sumário

Destaques 2T23 e 1S23.....	4
Carta da Administração.....	6
1. Desempenho Operacional	8
2. Desempenho Comercial.....	22
3. Desempenho Financeiro.....	28
4. Contencioso Passivo.....	40
5. Securitização.....	42
6. Plano de Pensão – Vivest.....	43
7. Temas Regulatórios.....	44
8. Informações Importantes	47
9. Anexos.....	50

Destaques 2T23 e 1S23

R\$ milhões	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22 ^(a)	Var.
Receita Líquida	1.437,1	1.346,7	6,7%	2.851,6	2.730,8	4,4%
EBITDA	457,9	298,4	53,5%	909,8	600,7	51,5%
EBITDA Ajustado^(b)	436,1	438,2	-0,5%	832,3	792,1	5,1%
Margem EBITDA Ajustada	30,3%	32,5%	-2,2 p.p.	29,2%	29,0%	0,2 p.p.
Hidrelétrica	244,8	351,2	-30,3%	474,7	650,7	-27,0%
Eólica	151,5	101,5	49,2%	290,6	183,6	58,3%
Comercialização	79,7	21,5	270,3%	142,4	18,8	656,1%
Holding	(39,9)	(36,0)	10,8%	(75,4)	(61,0)	23,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	182,9	(2,0)	N.M.	412,8	(7,5)	N.M.
Fluxo de Caixa Operacional^(c)	411,6	443,6	-7,2%	793,7	720,3	10,2%
Fluxo de Caixa Livre	2.882,7	173,8	1.558,2%	3.054,0	1.594,8	91,5%
Dívida Líquida^(d)	456,1	2.243,5	-79,7%	456,1	2.243,5	-79,7%
Alavancagem^(e)	0,3x	1,8x	-1,5x	0,3x	1,8x	-1,5x

^(a) O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado proforma consolidado da Auren, não auditado, preparado para refletir os efeitos da reorganização societária finalizada em 28 de março de 2022. A partir do 2T22, os números apresentados refletem a estrutura societária da Companhia;

^(b) EBITDA ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de 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 (iv) 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 24,0% na geração hidrelétrica** em relação ao 2T22, devido à condição favorável de afluência no período e à respectiva melhora na vazão da UHE Porto Primavera;
- **A geração eólica consolidada foi 0,6% superior ao P90 no 2T23**, embora menor recurso eólico observado no período. Os parques Ventos do Piauí II e III geraram **12,0% e 9,3% acima de P90**, respectivamente;
- **EBITDA Ajustado de R\$ 436,1 milhões** no 2T23, estável em relação ao 2T22. Excluindo os dividendos das investidas¹, que foram postergados neste exercício, o EBITDA Ajustado apresentou **crescimento de 17,9%** versus o 2T22;
- **Lucro Líquido de R\$ 182,9 milhões** no 2T23, revertendo prejuízo líquido de R\$ 2,0 milhões no 2T22, totalizando **R\$ 412,8 milhões no 1S23**;
- Assinatura de mais uma tranche de financiamento do **projeto fotovoltaico Sol de Jaíba** no montante de **R\$ 200 milhões** junto ao Banco do Nordeste (**BNB**), totalizando, até o momento, R\$ 500 milhões já contratados junto ao BNB para este projeto;
- Aprovação junto à PREVIC da **alteração de indexadores associados ao Fundo de Pensão** oriundo de **CESP**, assegurando um maior equilíbrio entre ativos e passivos vinculados a este fundo de pensão e mitigando risco de novos déficits causados por descasamento de indexadores;

¹ No 2T23, foram recebidos R\$ 27,4 milhões em dividendos das participações societárias indiretas detidas pela Auren nas empresas Pinheiro Machado e CBA Energia, e houve postergação de dividendos na empresa Pollarix. No 2T22, o recebimento de dividendos das investidas totalizou R\$ 91,7 milhões.

- **Conclusão da securitização** da indenização da UHE Três Irmãos, ao custo *all-in* de Selic +1,94% a.a., no montante de **R\$ 4,2 bilhões**;
- **Alavancagem de 0,3x**, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, e manutenção de **sólida posição de caixa** de R\$ 6,3 bilhões, após recebimento da securitização e **pagamento de dividendos de R\$ 1,5 bilhão no 2T23**.

Carta da Administração

O segundo trimestre de 2023 foi mais um período de importantes conquistas, avanços e resultados para a Auren, assegurando a manutenção de nossa estratégia de crescimento com disciplina, rentabilidade e estrutura de capital robusta.

No período, os reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentaram os maiores níveis da série histórica, apesar da redução dos volumes de chuva, conforme esperado neste período do ano. Neste contexto, em virtude das boas condições do sistema para suprimento ao consumo de eletricidade, o preço de curto prazo (PLD - Preço de Liquidação das Diferenças) manteve-se no patamar mínimo regulatório em todos os submercados neste trimestre.

Nesse cenário, a produção de energia da UHE Porto Primavera foi 24% superior ao 2T22, atingindo 866,9 MW médios no 2T23, beneficiada pelo bom regime hidrológico. A geração eólica consolidada, por sua vez, ficou 0,6% acima do percentil 90% (P90) da certificação, em virtude de menor recurso eólico no período. Os parques eólicos Ventos do Piauí II e III, que entraram em operação no 4T22, registraram geração superior ao P90 em 12,0% e 9,3%, respectivamente.

No segmento de Comercialização, foram mantidos os elevados níveis de contratação até 2025 refletindo nossa decisão estratégica, tomada no início de 2022, de mitigar o risco de exposição à queda de preços de energia em virtude de um cenário hidrológico favorável e consequente melhora nas condições de suprimento de energia do SIN.

Vale destacar que fomos a comercializadora com o maior volume de contratos de venda com suprimento em todos os meses de 2023 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, continuamos ampliando nossa base de consumidores finais, atingindo mais de 800 clientes ao final de junho.

Seguimos também avançando na implementação do projeto solar Sol de Jaíba e de nosso projeto híbrido, Sol do Piauí, aderente ao nosso planejamento físico-financeiro. No 2T23, assinamos a segunda tranche de financiamento para Sol de Jaíba, no montante de R\$ 200 milhões com o BNB (Banco do Nordeste do Brasil), ao custo de IPCA +4,87% a.a. e prazo de 24 anos, totalizando R\$ 500 milhões já contratados. Juntos, os projetos Sol de Jaíba e Sol do Piauí agregarão 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física ao portfólio de geração da companhia.

Adicionalmente, em nossa atuação para mitigação do risco atuarial, tivemos um importante avanço após a aprovação pela PREVIC (Superintendência Nacional de Previdência Complementar) da solicitação para alteração do indexador dos planos de pensão da CESP, visando um melhor equilíbrio na indexação entre os ativos e as obrigações de parte relevante dos planos de pensão.

Quanto ao nosso desempenho financeiro, encerramos o 2T23 com um EBITDA Ajustado de R\$ 436,1 milhões e com Lucro Líquido de R\$ 182,9 milhões, revertendo o prejuízo registrado no mesmo período do ano anterior.

Após a conclusão, em junho de 2023, da securitização dos recebíveis decorrentes do acordo judicial firmado com a União Federal em relação à indenização da Usina Hidrelétrica Três Irmãos, encerramos o trimestre com alavancagem financeira, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, de 0,3x, refletindo em uma estrutura de capital ainda mais preparada para as oportunidades de crescimento.

Em ESG (*environmental, social and governance*, na sigla em inglês) continuamos avançando com as ações estruturantes para o cumprimento dos 10 compromissos da Estratégia ESG Auren 2030. No trimestre, lançamos o nosso Plano Diretor de Saúde e Segurança, com diretrizes e requisitos normativos de forma unificada, visando ao fortalecimento da nossa cultura e à capacitação das pessoas para desenvolverem suas atividades dentro de um ambiente seguro e com as melhores práticas.

Na frente de desenvolvimento social, os investimentos voluntários em educação nas regiões onde atuamos, vêm favorecendo a geração de renda por meio da contratação de mão de obra local. Como reflexo das iniciativas para qualificação profissional, mais de 60% da força de trabalho contratada para os projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba são de pessoas que vivem próximas de nossas operações.

Adicionalmente, em relação ao ano passado, registramos um avanço significativo de 25 p.p. na aderência de nossa governança corporativa às melhores práticas estabelecidas pelo Informe sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa, o que representa uma importante melhoria para a Auren neste pilar e reforça nosso compromisso de manter uma governança contemporânea. O resultado de aderência geral da Auren ao Informe é de 67% em 2023.

Com isso, seguimos comprometidos em potencializar nosso impacto positivo e em atuar de forma responsável, mantendo a disciplina financeira na avaliação de oportunidades para alavancar nosso crescimento e assim gerar uma companhia ainda mais robusta, sólida financeiramente e preparada para a geração de valor a todo ecossistema onde atuamos, hoje e sempre.

Fabio Zanfelice

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

Vice-Presidente de Finanças e
Diretor de Relações com Investidores

1. Desempenho Operacional

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

1.1 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 866,9 MW médios no 2T23, 24,0% superior ao 2T22 (699,1 MW médios).

Tabela 01 – Produção dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui 100% de participação

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	866,9	699,1	24,0%	902,9	750,1	20,4%

No 2T23, a vazão afluyente aos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi próxima à média histórica e superior ao valor do 2T22, conforme Tabela 02.

Tabela 02 – Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

	ENA (MW médio)			ENA (% MLT) ²		
	2023	2022	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Janeiro	77.841	71.394	9%	119%	108%	10%
Fevereiro	73.925	76.408	-3%	105%	108%	-3%
Março	71.117	52.552	35%	103%	76%	36%
Abril	55.209	40.557	36%	101%	74%	36%
Maio	36.617	26.960	36%	92%	67%	37%
Junho	30.848	24.225	27%	95%	74%	28%
1T	74.307	66.464	12%	109%	97%	12%
2T	40.844	30.541	34%	96%	72%	33%
1S	57.483	48.403	19%	103%	84%	23%

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

Sob o aspecto hidrológico, o ano de 2023 tem apresentado vazões aderentes à média histórica o que permitiu a continuidade da recuperação e da manutenção do nível dos reservatórios do SIN.

A Tabela 03 apresenta as vazões defluentes médias da UHE Porto Primavera ao longo do 2T23. Devido ao bom regime de chuvas, a vazão afluente verificada no primeiro semestre de 2023 excedeu, em cerca de 80%, a vazão observada no mesmo período de 2022 levando a ocorrência de vertimentos da ordem de 2.000 m³/s.

Tabela 03 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera

Vazões Médias (m ³ /s)	1T23	1T22	Var. (%)	2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22	Var. (%)
Vazão Turbinada ³	5.728	4.435	29,1%	4.912	3.826	28,4%	5.320	4.130	28,8%
Vazão Vertida ⁴	3.269	-	N.M.	952	-	N.M.	2.106	-	N.M.
Vazão Defluente Total ⁵	8.997	4.435	102,9%	5.864	3.826	53,3%	7.431	4.134	79,7%

O índice de disponibilidade médio das usinas operadas 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 2T23, a UHE Porto Primavera manteve o índice de disponibilidade médio em 96,4%, superior em 0,6 p.p. em relação ao 2T22 (95,8%).

Tabela 04 – 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	96,4%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	95,8%	94,6%

1.2 Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 456,4 MW médios no 2T23, representando um valor 43,2% superior ao 2T22 (318,8 MW médios), devido à entrada em operação integral dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, que acrescentou 202,9 MW médios à geração eólica total no período. Considerando-se a mesma base de ativos em operação do ano anterior, a variação teria sido negativa em 13,6%, principalmente devido ao menor recurso eólico, que ficou abaixo do esperado

³ Vazão turbinada: vazão que passa pelas turbinas da usina gerando energia elétrica;

⁴ Vazão vertida: vazão que passa pelos órgãos extravasores da usina hidrelétrica não gerando energia;

⁵ Vazão defluente: é a vazão total que passa pela usina, sendo o somatório da vazão turbinada e vazão vertida.

nos meses de abril e início do mês de maio, porém, a partir da segunda quinzena, os recursos eólicos retornaram aos patamares esperados.

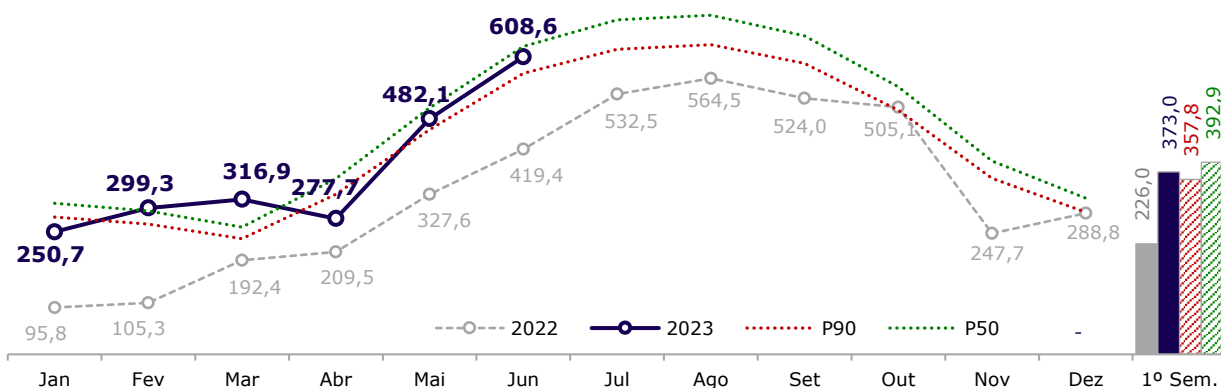
Tabela 05 – Produção dos complexos eólicos

	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio) Abr – Jun		Geração de Energia (MW médio)					
		P50	P90	2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22	Var. (%)
Ventos do Araripe III	151,1	181,3	171,3	160,4	183,8	-12,7%	129,7	129,2	0,4%
Ventos do Piauí I	106,3	104,9	99,2	93,1	109,6	-15,1%	75,2	84,0	-10,5%
Ventos do Piauí II	104,6	108,0	93,8	105,1	-	N.M.	87,6	-	N.M.
Ventos do Piauí III	99,7	103,5	89,5	97,8	25,4	285,0%	80,5	12,8	528,9%
Total	461,7	497,7	453,8	456,4	318,8	43,2%	373,0	226,0	65,0%

Tabela 06 – Características técnicas dos complexos eólicos

	Capacidade Instalada (MW)	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato de Manutenção
Ventos do Araripe III	357,9	156	GE	2X (2,3 e 2,4MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205,8	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II	206,8	47	Vestas	V150 (4,4MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III	202,4	46	Vestas	V150 (4,4MW)	Full Scope Agreement
Total	972,9	347			

Gráfico 01 – 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 no 2T23 ficou 6,1% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50).

Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,8% acima do esperado, assim como a performance do sistema elétrico⁶ 0,6% acima dos dados esperados de projeto, no mesmo período.

A performance dos complexos eólicos também foi impactada pela indisponibilidade de equipamentos na subestação de Curral Novo do Piauí II (CNP-II), subestação da Rede Básica onde os parques são conectados ao SIN, o que restringiu o escoamento pleno da geração dos complexos eólicos da Auren e de outros agentes de geração que se conectam no mesmo local. A indisponibilidade ocorreu em alguns dias do mês de junho. O efeito sobre a produção relacionado a este evento foi de -3,6% da geração total de energia eólica no trimestre.

Dado que a restrição de produção foi motivada por indisponibilidades em instalações externas aos respectivos parques eólicos, o evento foi classificado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como "Razão de Indisponibilidade Externa". Segundo a Resolução Normativa nº 1.030/2022, os cortes de geração oriundos de eventos desta natureza são elegíveis à compensação, após transcorrido determinado número de horas acumuladas de indisponibilidade associada a situação análoga. A Companhia aguarda a aprovação, pela ANEEL, das Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que definem a modelagem de cálculo destas compensações, para mensurar os montantes a receber relacionados a esse evento.

A restrição levou a uma redução de geração da ordem de 19,2 MW médios neste 2T23 e o ressarcimento estimado é de R\$ 6,6 milhões.

Gráfico 02 – Performance dos parques eólicos no 2T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



⁶ 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).

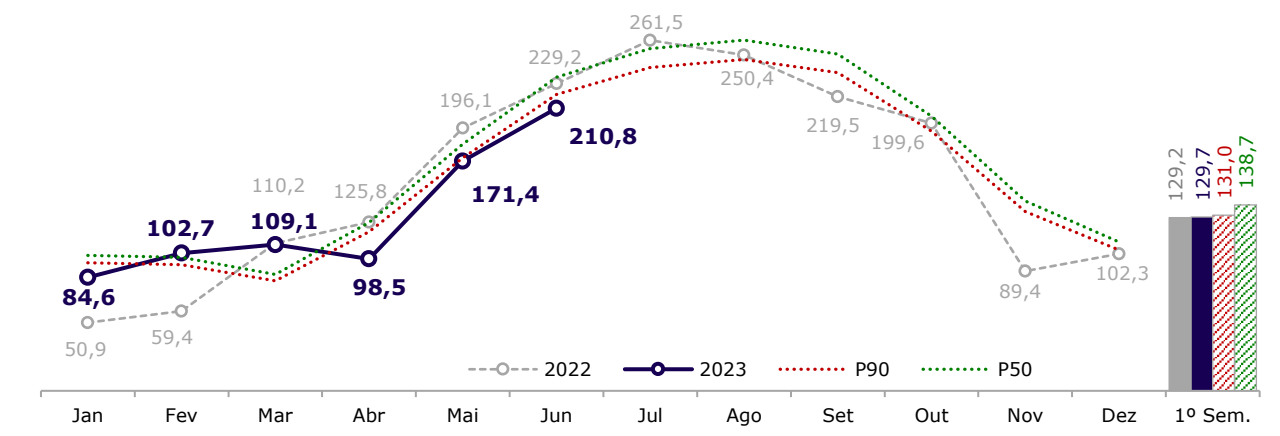
Ventos do Araripe III

No 2T23, a geração de Ventos do Araripe III atingiu o valor de 160,4 MW médios, inferior em 12,7% ao observado no 2T22. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 6,4% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 11,5%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período e à restrição de escoamento de energia relacionada à subestação seccionadora CNP-II, conforme já mencionado.

Tabela 07 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III

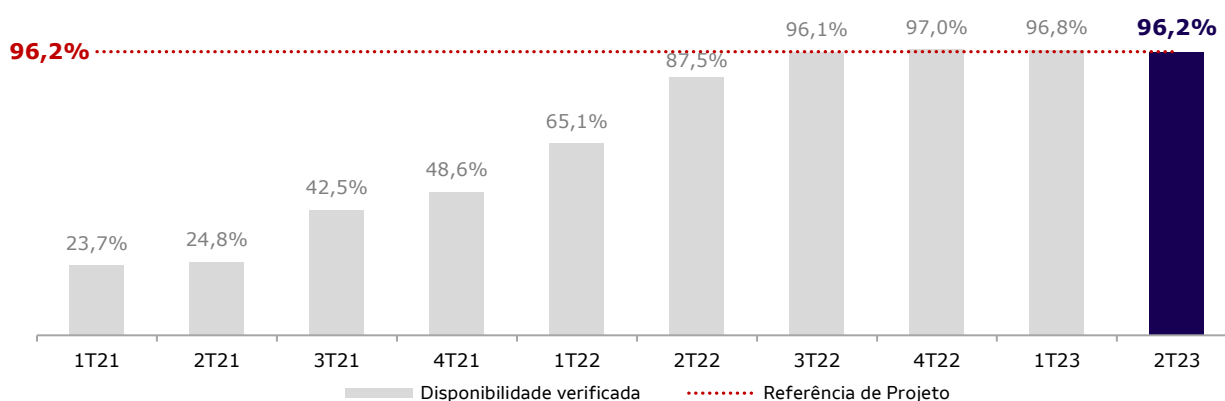
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	73,9	90,4	-18,2%	95,7	-22,8%
1T23	98,7		9,1%		3,1%
2T22	183,8	171,3	7,3%	181,3	1,4%
2T23	160,4		-6,4%		-11,5%
1S22	129,2	131,0	-1,4%	138,7	-6,8%
1S23	129,7		-1,0%		-6,5%

Gráfico 03 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



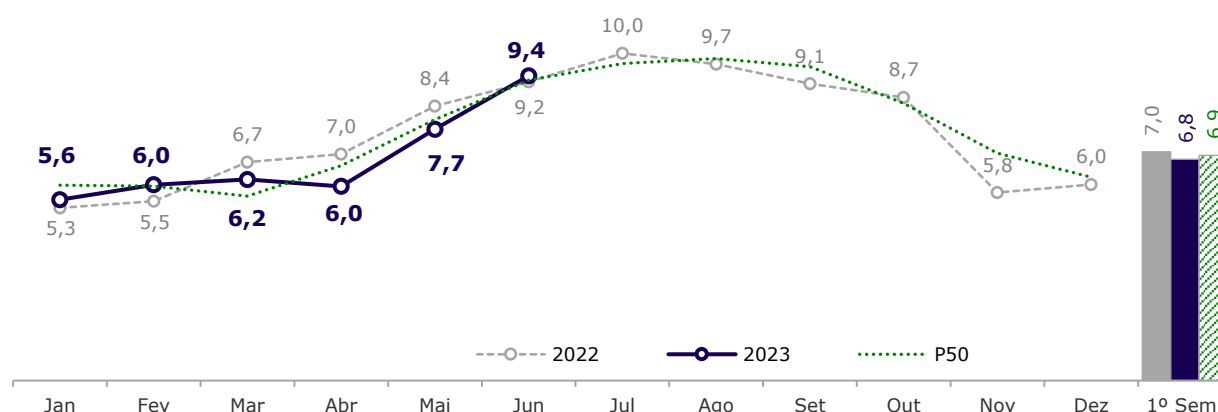
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,2% no 2T23, um aumento de 8,7 p.p. em comparação à disponibilidade verificada no 2T22 (87,5%), em linha com a referência do projeto. É importante mencionar que a disponibilidade observada até o segundo trimestre de 2022 foi abaixo da referência de projeto devido à indisponibilidade dos transformadores da subestação coletora.

Gráfico 04 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 2T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,7 m/s, abaixo do valor de 8,2 m/s verificado no 2T22.

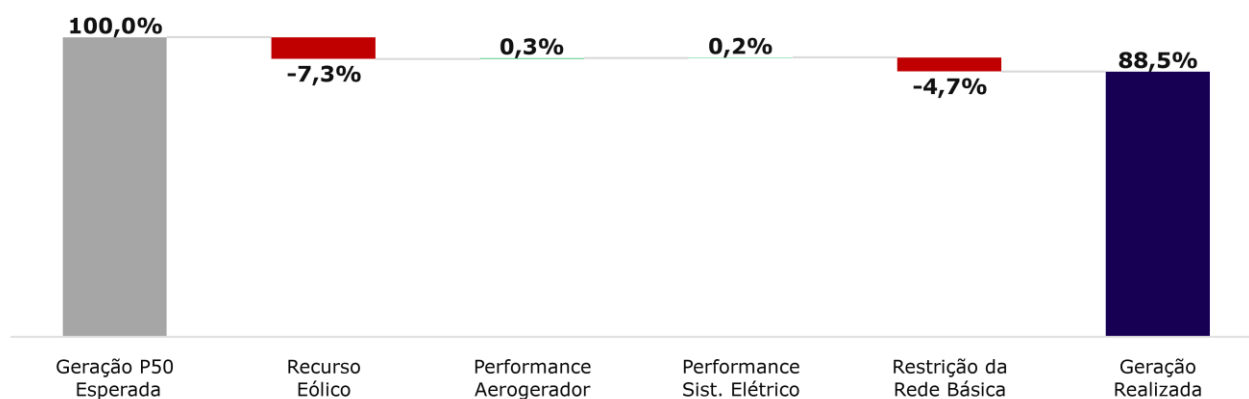
Gráfico 05 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 2T23 ficou 7,3% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, performou 0,3% acima da referência. A performance do sistema elétrico⁷ ficou 0,2% acima do esperado. Limitações de escoamento de produção por restrição na subestação CNP-II impactaram a geração neste trimestre em 4,7%.

⁷ 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).

Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 2T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



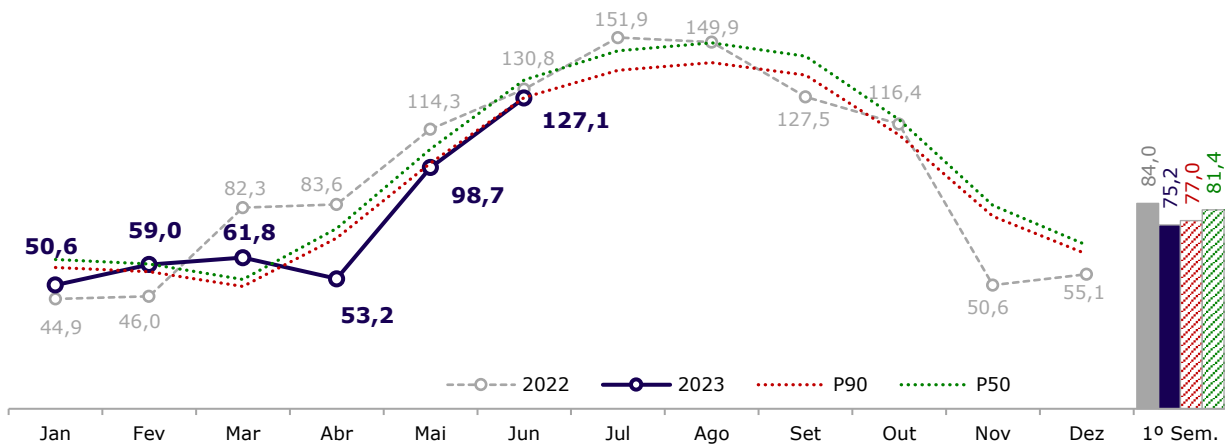
Ventos do Piauí I

No 2T23, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 93,1 MW médios, inferior em 15% ao observado no 2T22. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 6,1% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 11,2%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período e à restrição de escoamento de energia relacionada à subestação seccionadora CNP-II.

Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí I

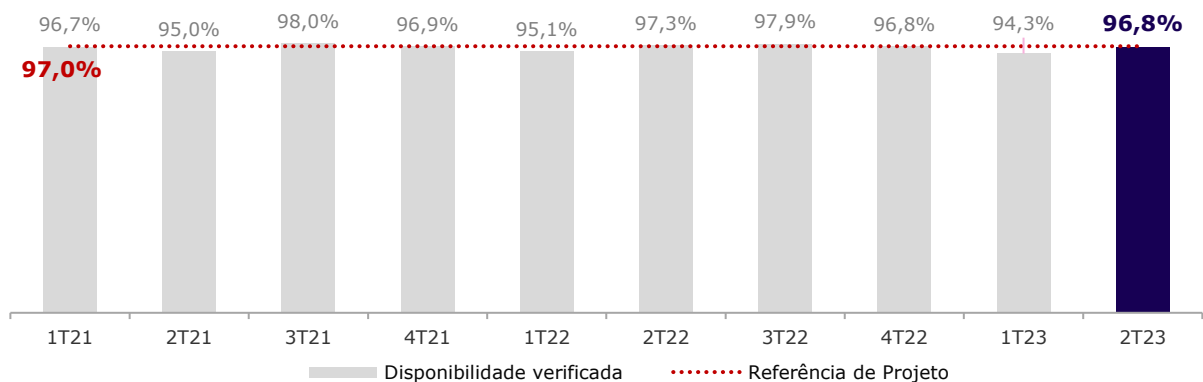
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	58,1	54,6	6,5%	57,7	0,8%
1T23	57,1		4,6%		-1,0%
2T22	109,6	99,2	10,5%	104,9	4,5%
2T23	93,1		-6,1%		-11,2%
1S22	84,0	77,0	9,1%	81,4	3,2%
1S23	75,2		-2,3%		-7,6%

Gráfico 07 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



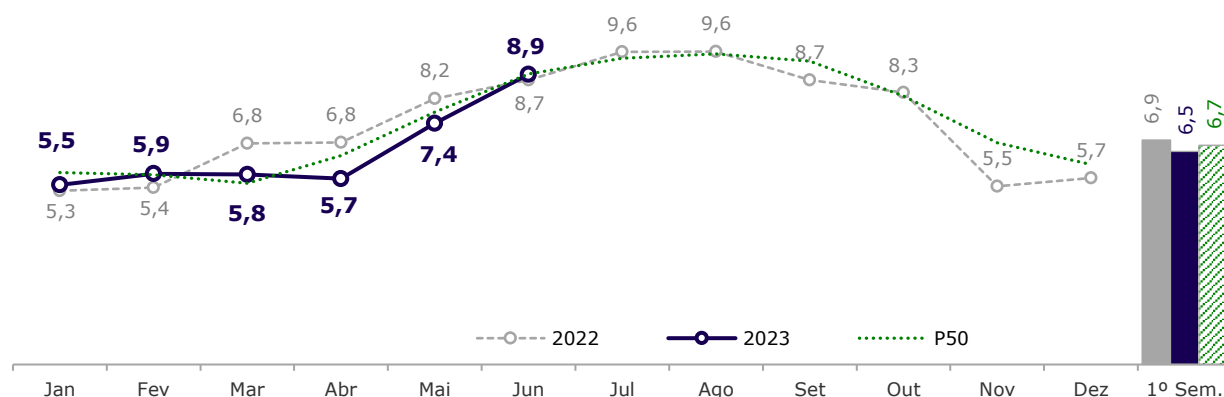
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo Ventos do Piauí I atingiu 96,8% no 2T23, ligeiramente abaixo da referência do projeto de 97,0%, fato decorrente de algumas manutenções programadas.

Gráfico 08 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



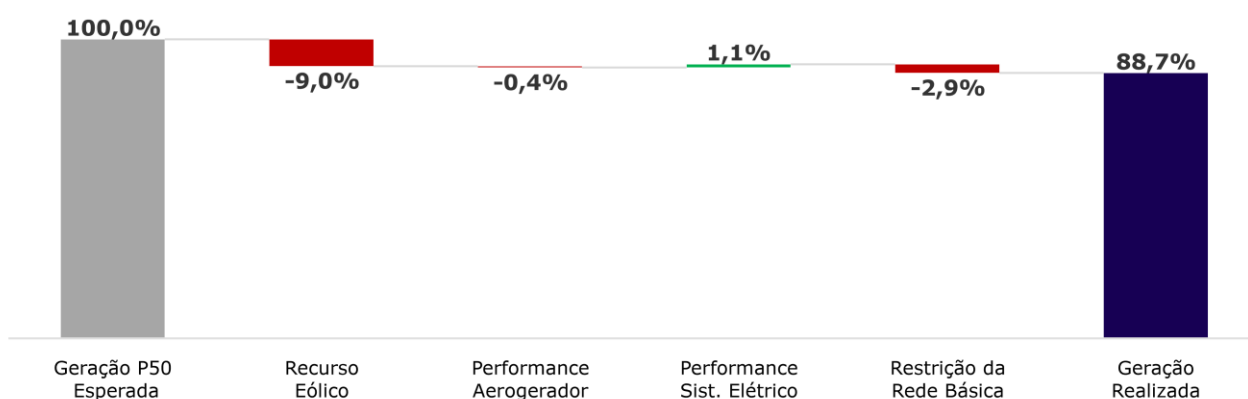
No 2T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,3 m/s, abaixo do valor de 7,9 m/s verificado no 2T22.

Gráfico 09 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado no 2T23 foi 9% inferior à média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 0,4% abaixo do esperado, devido às manutenções corretivas programadas. A performance do sistema elétrico⁸ do parque foi 1,1% acima da esperada. As limitações de escoamento da produção por restrição na subestação CNP-II impactaram a geração do período em 2,9%.

Gráfico 10 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no 2T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Ventos do Piauí II

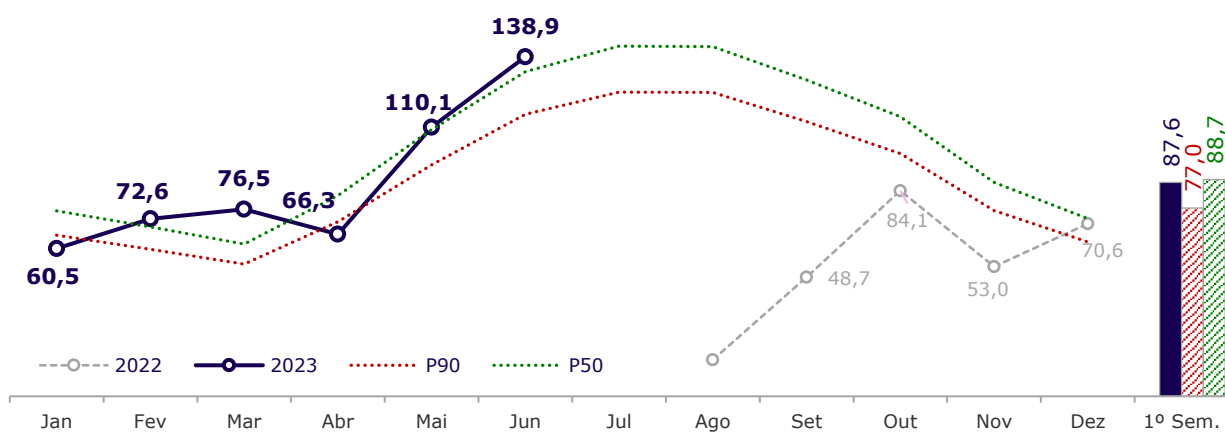
⁸ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

No 2T23, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 105,1 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 12,0% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 2,7%.

Tabela 09 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí II

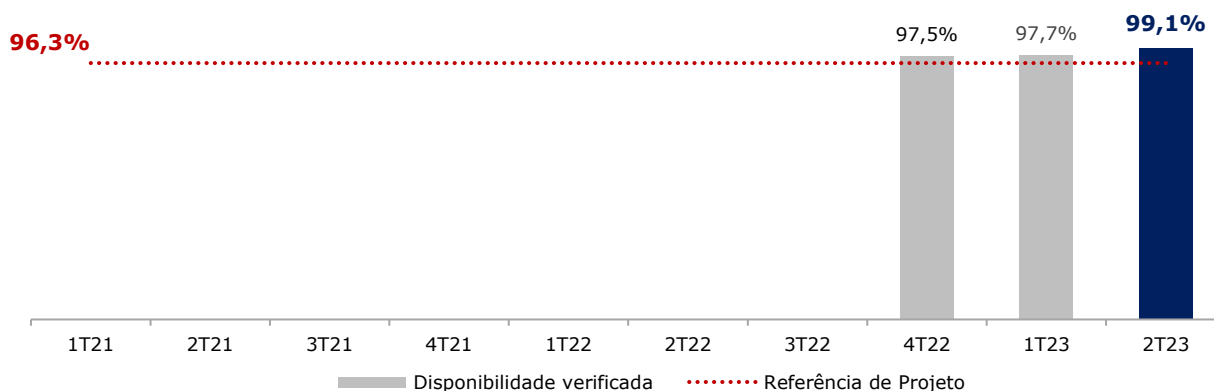
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	69,8	60,1	16,2%	69,1	0,9%
2T23	105,1	93,8	12,0%	108,0	-2,7%
1S23	87,6	77,0	13,8%	88,7	-1,2%

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



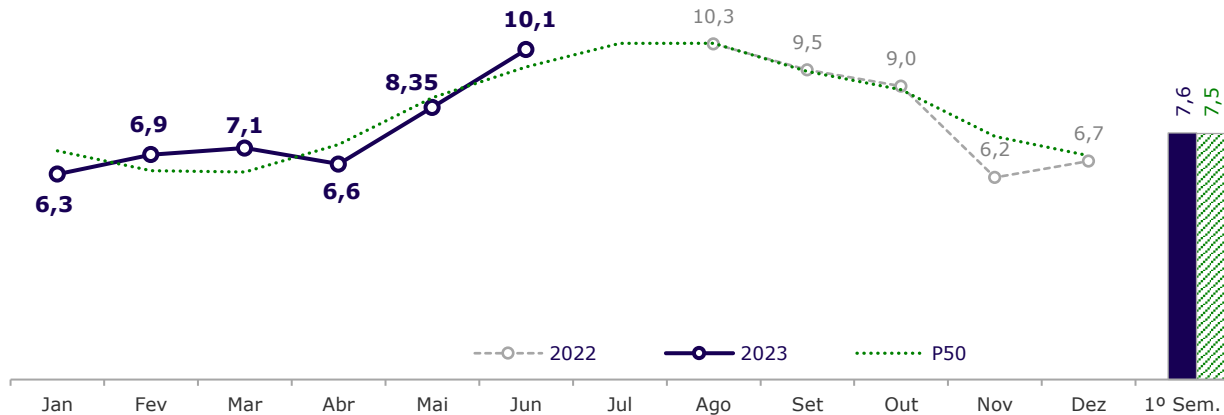
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 99,1% no 2T23, superando os desempenhos anteriores.

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



No 2T23, observou-se uma velocidade média de vento de 8,4 m/s, inferior ao valor médio de longo prazo de 8,5 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 no 2T23 ficou 2,2% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 1,7% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico⁹ do parque foi 1,0% acima da esperada. As limitações de escoamento de geração por restrição na subestação CNP-II impactaram a geração do período em 3,1%.

Gráfico 14 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 2T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



⁹ 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).

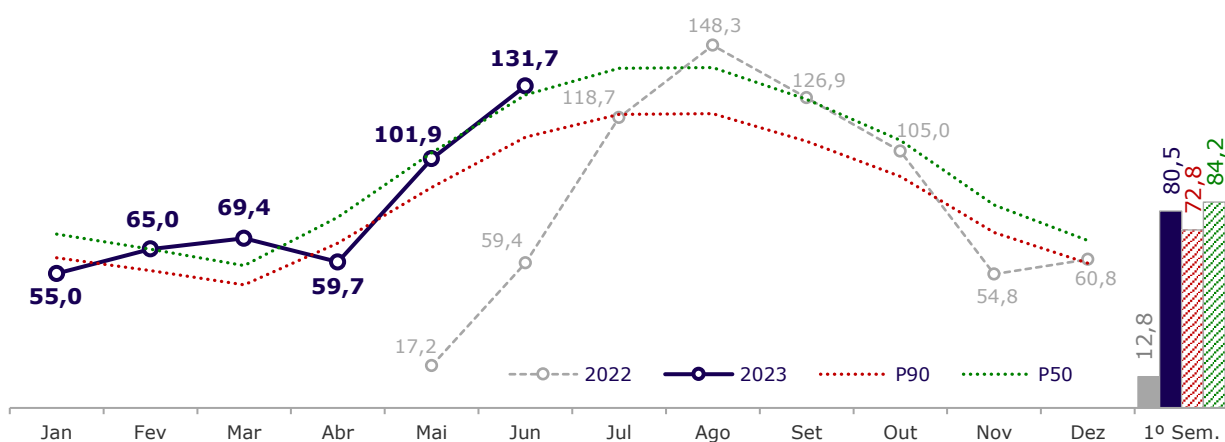
Ventos do Piauí III

No 2T23, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 97,8 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 9,3% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 5,5%. Cabe ressaltar que o parque iniciou a sua entrada em operação em maio de 2022 e estava ainda em construção no 2T22.

Tabela 10 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí III

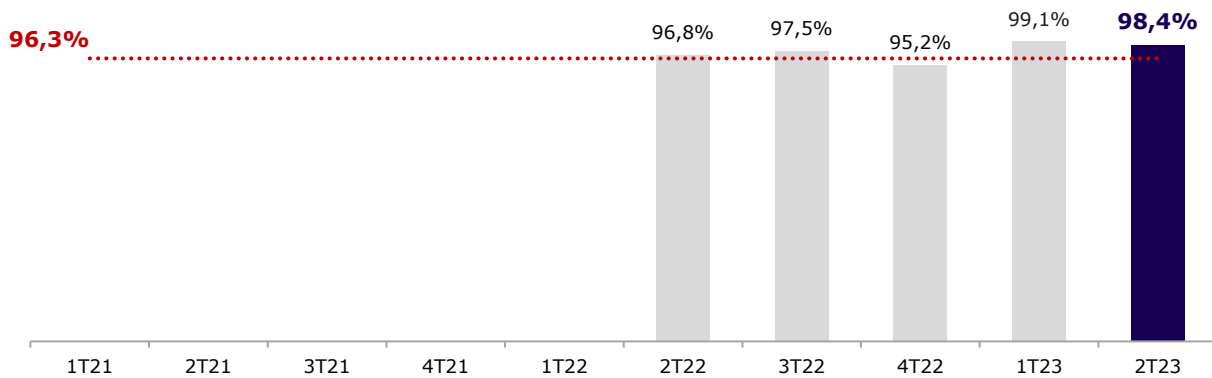
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	63,1	56,0	12,6%	64,7	-2,6%
2T22	25,4	89,5	-71,6%	103,5	-75,5%
2T23	97,8		9,3%		-5,5%
1S22	12,8	72,8	-82,4%	84,2	-84,8%
1S23	80,5		10,6%		-4,4%

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 98,4% no 2T23, mantendo-se acima da referência pelo segundo trimestre consecutivo após o comissionamento do parque.

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



No 2T23, observou-se uma velocidade média de vento de 8,1 m/s, abaixo do valor inferior ao valor médio de longo prazo de 8,5 m/s.

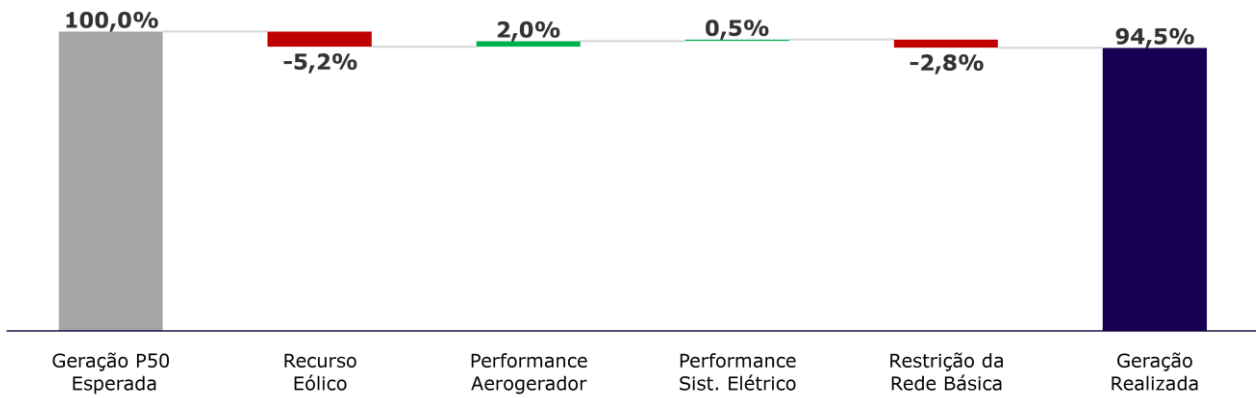
Gráfico 17 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 2T23 ficou 5,2% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 2,0% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico¹⁰ do parque foi 0,5% acima da esperada. As limitações de escoamento de geração por restrição na subestação CNP-II impactaram a geração do período em 2,8%.

¹⁰ 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).

Gráfico 18 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 2T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100

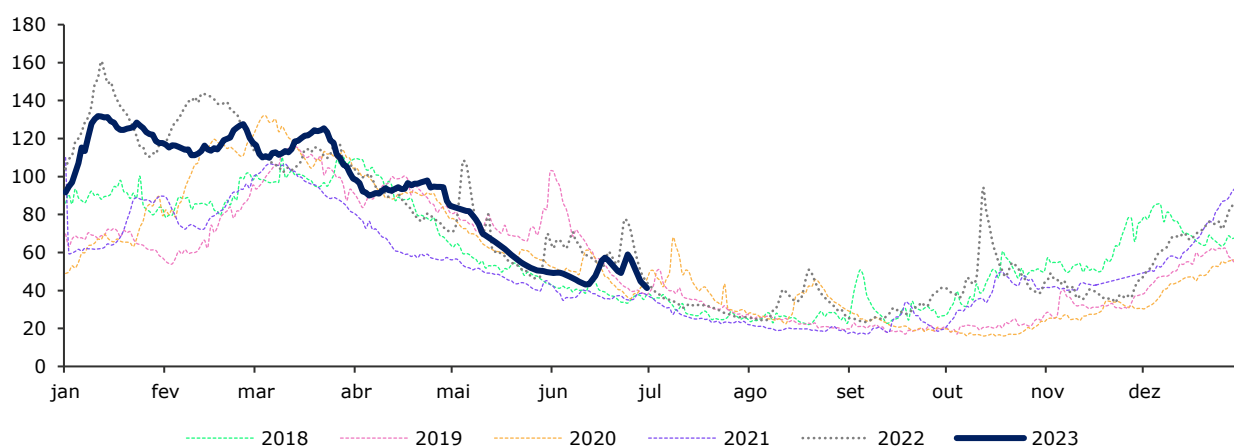


2. Desempenho Comercial

2.1 Mercado de Energia

Como já esperado para o período, ao longo do 2T23 observou-se a redução dos volumes de chuva sobre as principais bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN) e com níveis acumulados levemente abaixo da média na região central do país. A Energia Natural Afluyente (ENA) no período foi de 89% da Média de Longo Termo (MLT), inferior ao observado no mesmo período de 2022 (91% da MLT).

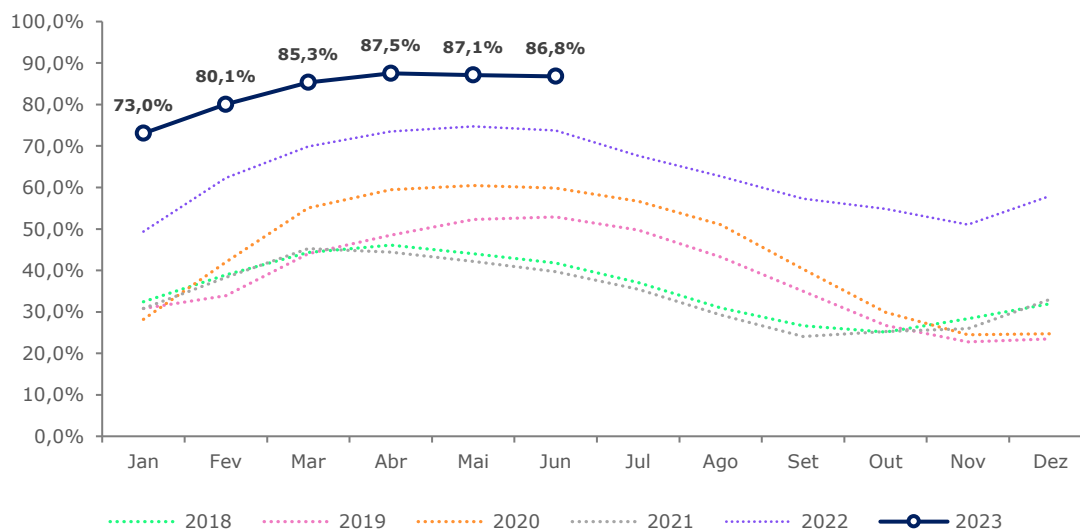
Gráfico 19 - Energia Natural Afluyente para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	1S	Ano
2018	92%	82%	86%	87%	67%	65%	64%	68%	84%	104%	116%	95%	76%	82%	85%
2019	65%	62%	90%	92%	98%	101%	77%	63%	54%	51%	65%	72%	96%	82%	77%
2020	66%	91%	99%	91%	83%	82%	92%	88%	60%	44%	59%	64%	86%	86%	80%
2021	69%	71%	82%	63%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	90%	96%	63%	70%	72%
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	117%	80%	96%	91%	102%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	-	-	-	-	-	-	89%	98%	-

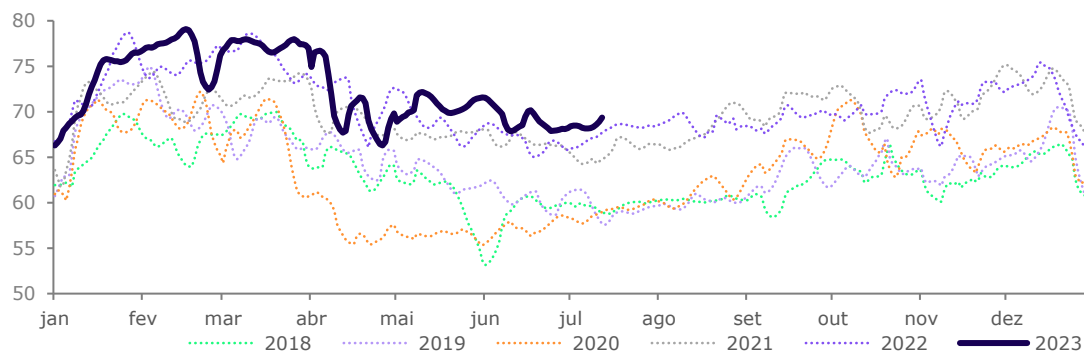
O fim da estação chuvosa e a recessão de ENA observada ao longo do 2T23 não impactaram negativamente os níveis dos reservatórios do SIN. Ao final do mês de junho, o nível dos reservatórios equivalente do SIN atingiu o nível de 86,8% da capacidade máxima. Esse valor representa o maior nível já observado ao longo da série histórica para o mês de junho. Dessa forma, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis para o atendimento do consumo no período.

Gráfico 20 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



Do ponto de vista do consumo de energia¹¹, foi observado um aumento de 2,1% na comparação entre o 2T23 e o 2T22.

Gráfico 21 – Consumo de energia do SIN (GW médio)¹¹



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	1S	Ano
2018	66,4	66,4	68,1	63,8	59,9	59,4	59,5	60,5	61,5	63,8	64,0	65,3	61,0	64,0	63,2
2019	71,2	70,0	66,7	65,5	62,8	60,0	59,4	60,3	63,1	65,2	65,4	65,3	62,8	66,0	64,6
2020	68,6	68,8	66,4	57,3	56,0	57,6	59,5	61,0	66,0	68,1	67,0	68,9	57,0	62,4	63,8
2021	70,6	71,1	73,0	68,8	67,2	66,6	65,8	68,2	71,3	69,5	71,7	71,6	67,5	69,5	69,6
2022	73,3	75,4	76,1	71,0	68,2	66,7	67,7	68,8	69,5	70,9	70,8	71,0	68,6	71,8	70,8
2023	73,6	76,7	77,6	70,2	70,9	68,9	-	-	-	-	-	-	70,0	73,0	-

¹¹ Consumo de energia do SIN considera a estimativa de consumo atendido pelos sistemas de Micro e Minigeração Distribuída.

Os níveis elevados dos reservatórios contribuem para a otimização da operação do SIN, de forma que os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) dos quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), que representam os preços de curto prazo, permaneceram em seus valores mínimos regulatório de R\$ 69,04/MWh ao longo do 2T23.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 2T23 foi de 93,2% contra 96,4% verificado no 2T22.

2.2 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração em operação da Auren é composto por empreendimentos que somam 1.597 MW médios¹² de garantia física.

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 a partir do 13º mês após a entrada em operação comercial até o registro mensal mais recente disponível (nesse caso, dezembro de 2021), conforme metodologia estabelecida 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 alterada de 178,5 MW médios para 151,1 MW médios a partir de 01 de janeiro de 2023, representando uma redução de 15,4%, equivalente a 27,4 MW médios.

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 preços dos contratos no mercado regulado são corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

Na Tabela 11 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).

¹² Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo UHE Paraibuna.

Tabela 11 – Balanço Energético consolidado dos ativos próprios da Auren

		2023	2024	2025	2026	2027
Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.301	1.390	1.470	1.470	1.470
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.051	1.410	1.259	954	655
<i>Preço⁽²⁾ Compras para Revenda</i>	(R\$/MWh)	183	206			
Recursos Próprios (c) = (a) + (b)	(MWm)	3.352	2.799	2.729	2.424	2.125
Vendas no ACR (d)	(MWm)	493	493	493	493	493
Vendas no ACL (e)	(MWm)	2.781	2.173	1.977	1.398	833
Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)	(MWm)	3.274	2.666	2.470	1.891	1.326
<i>Preço⁽³⁾ Requisitos Próprios</i>	(R\$/MWh)	201	211			
Balanço Energético (g) = (c) – (f)	(MWm)	78	134	258	533	799

⁽¹⁾ Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e complexos eólicos) líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;

(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;

(iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);

(iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;

(v) 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 12 – Detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR)

Vendas no ACR	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	297,9	267,4
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125,0	01/06/06	316,0	283,6
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)				271,4	252,1

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

Em janeiro de 2023, iniciou-se o procedimento competitivo de exportação de energia para Argentina e Uruguai relacionado ao excedente de produção de usinas hidrelétricas. O montante de energia exportado no primeiro semestre pelas hidrelétricas foi de 3.974 GWh, dos quais 2.675 GWh no primeiro trimestre e 1.303 GWh no segundo trimestre. A UHE Porto Primavera recebeu R\$ 11,3 milhões associados à exportação de energia em 2023, dos quais R\$ 6,1 milhões no 1T23 e R\$ 5,2 milhões no 2T23.

Tabela 13 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)

Energia (MW médio)	2023	2024	2025	2026	2027
Recursos Próprios ⁽¹⁾	3.352	2.799	2.729	2.424	2.125
Recursos Participações ⁽²⁾	319	310	306	306	278
Recursos Totais (a)	3.671	3.110	3.035	2.730	2.403
Requisitos Próprios	3.274	2.666	2.470	1.891	1.326
Requisitos Participações ⁽²⁾	275	275	275	275	275
Requisitos Totais (b)	3.549	2.941	2.745	2.166	1.601
Balanço Consolidado (c) = (a) – (b)	122	169	289	564	802

⁽¹⁾ Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e complexos eólicos) líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;

(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;

(iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);

(iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;

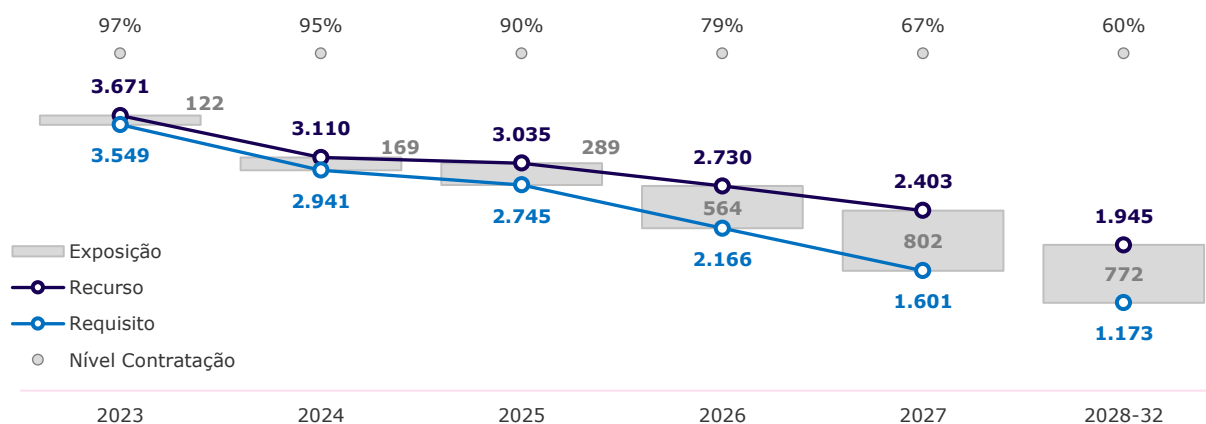
(v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

⁽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 minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

O portfólio total, considerando os segmentos de Geração dos ativos próprios e das participações e de Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 3,6 GW médios para o ano de 2023, quantidade mais de 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 à evolução favorável do cenário hidrológico e das condições de suprimento de energia do SIN, adotou a estratégia de venda de sua posição *long* à época para os três anos seguintes. Portanto, para o período de 2023 a 2025, o nível médio de contratação do portfólio 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 ao eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao deslocamento hidrelétrico (GSF).

Gráfico 22 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)¹³ (MW médio)



O nível de contratação apontado no Gráfico 22, acima, já incorpora a garantia física referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, que estão com suas implementações em curso. Cabe destacar que, para o horizonte 2028-2032, o nível médio de contratação do portfólio consolidado é de 60%.

Para os anos de 2024 a 2026 foram realizadas operações de compra e venda de energia para mitigar o risco de diferença de preços entre submercados associado a uma posição vendida no subsistema Sul, para atendimento a clientes, versus uma posição comprada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste composta predominantemente por recursos de ativos próprios. Apesar das operações aumentarem os volumes de compra e venda de energia, não afetam a margem de comercialização.

Adicionalmente, foram realizadas compras para o ano de 2025 com preço médio de R\$ 84/MWh para lastrear vendas futuras a consumidores finais, o que explica a redução do nível de contratação para este ano em relação ao divulgado no 1T23 (93%).

¹³ Consideram-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica, adotou-se premissa de 3%; (ii) a expectativa 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 ativos que detém participação minoritária.

3. Desempenho Financeiro

A partir do 1T23, a Companhia passou a apresentar o EBITDA Ajustado excluindo a marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em adição aos demais ajustes praticados nos trimestres anteriores, quais sejam: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais e (ii) dividendos recebidos das participações minoritárias. 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 a variações de preços de mercado da posição direcional do balanço energético. A 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, em rubrica contábil à parte, os efeitos futuros das negociações já realizadas bem como o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short*. Para fins de comparabilidade, as informações referentes ao mesmo período do ano anterior foram igualmente ajustadas.

Tabela 14 – Destaques Financeiros

R\$ milhões	2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22 ^(a)	Var. (%)
Receita Líquida	1.437,1	1.346,7	6,7%	2.851,6	2.730,8	4,4%
Lucro Bruto	341,6	300,3	13,7%	674,9	592,6	13,9%
Margem Bruta	23,8%	22,3%	1,5 p.p.	23,7%	21,7%	2,0 p.p.
EBITDA	457,9	298,4	53,5%	909,8	600,7	51,5%
Provisão (Reversão) de Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(138,8)	34,4	N.M.	(156,2)	80,6	N.M.
Dividendos Recebidos	27,4	91,7	-70,1%	27,4	91,7	-70,1%
Marcação a Mercado (MtM)	89,6	13,8	551,8%	51,2	19,1	168,4%
EBITDA Ajustado	436,1	438,2	-0,5%	832,3	792,1	5,1%
Margem EBITDA Ajustada	30,3%	32,5%	-2,2 p.p.	29,2%	29,0%	0,2 p.p.
Resultado Financeiro	(24,5)	(187,5)	-87,0%	(41,6)	(353,9)	-88,2%
Lucro (Prejuízo) Líquido	182,9	(2,0)	N.M.	412,8	(7,5)	N.M.

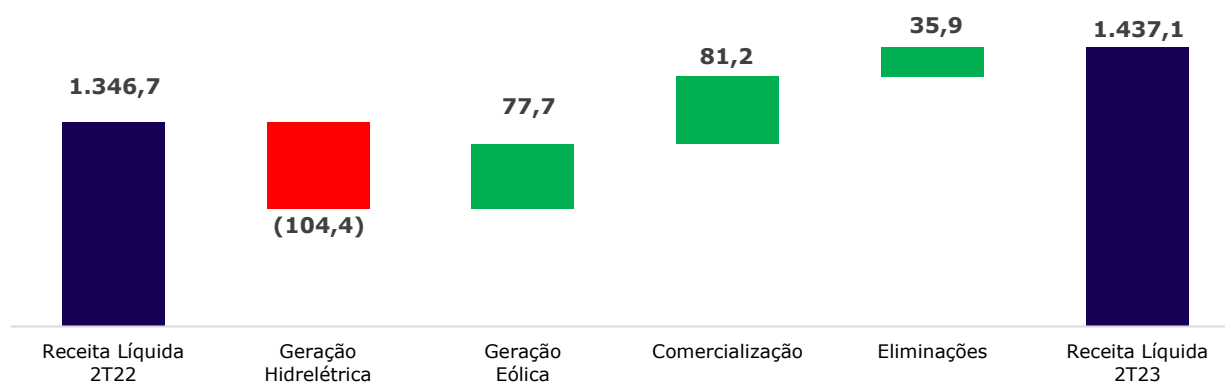
^(a) O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

3.1 Receita Líquida

A receita líquida do 2T23 totalizou R\$ 1.437,1 milhões, um aumento de 6,7% em relação aos R\$ 1.346,7 milhões no 2T22, principalmente explicado pelo maior volume de energia negociado no período (3.496 MW médios no 2T23 vs. 2.810 MW médios no 2T22). Os efeitos entre os segmentos são explicados a seguir:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 104,4 milhões ou 25,5% versus o 2T22, principalmente em virtude da realocação, ao final de 2022, dos contratos de compra e venda de energia para concentrá-los sob o segmento de Comercialização, que levou ao encerramento de contratos *wholesale* e à cessão dos contratos *intercompany* para a Auren Comercializadora, parcialmente compensados por reajustes de inflação de contratos do ACR e de contratos que permaneceram sob o segmento de Geração Hidrelétrica. A cessão 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\$ 77,7 milhões ou 57,5% em relação ao 2T22, explicado majoritariamente pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, além de reajuste dos contratos por inflação, totalizando R\$ 213,1 milhões versus R\$ 135,3 milhões no 2T22;
- (c) **Comercialização:** aumento de R\$ 81,2 milhões ou 8,5% em relação ao 2T22, totalizando R\$ 1.037,9 milhões versus R\$ 956,7 milhões no 2T22, resultado do maior volume de *trading* de energia (1.733 MW médios no 2T23 vs. 1.087 MW médios no 2T22) e da melhora na margem das operações, que compensaram o efeito negativo do menor patamar de preços observados no mercado (R\$ 161/MWh no 2T23 vs. R\$ 208/MWh no 2T22);
- (d) **Eliminações:** menor efeito de eliminações de R\$ 35,9 milhões em relação ao 2T22, explicado, principalmente, pelos menores preços de energia observados nas operações *intercompany*, definidos com base na curva de preços de mercado para os anos futuros no momento da cessão. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento.

Gráfico 23 - Evolução da Receita Líquida do 2T23 versus 2T22 (R\$ milhões)



No 1S23, a receita líquida totalizou R\$ 2.851,6 milhões, o que representa um crescimento de 4,4% em relação aos R\$ 2.730,8 milhões reportados no 1S22.

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

3.2 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais¹⁴ totalizaram R\$ 1.148,8 milhões no 2T23, uma redução de 4,1% em relação aos R\$ 1.197,9 milhões no 2T22, explicada por:

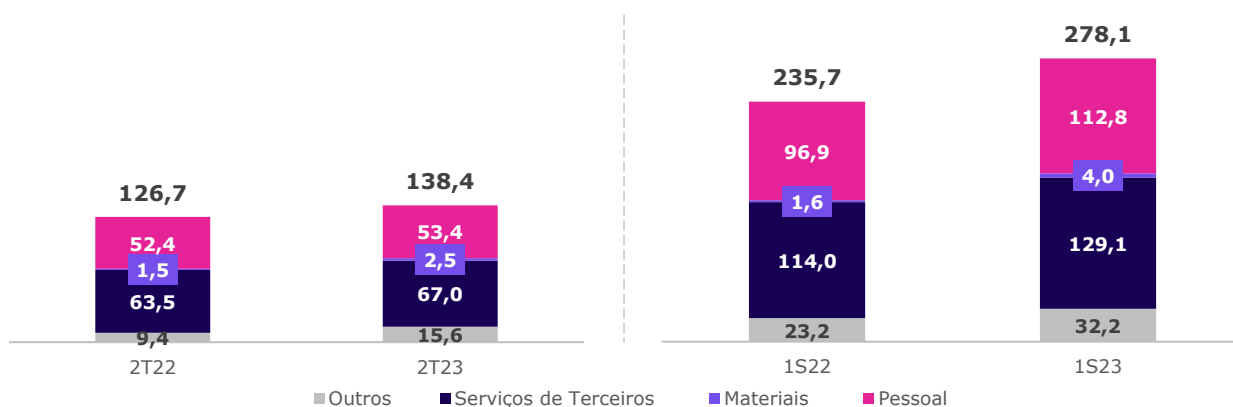
- (a) Custos com Compra de Energia:** aumento de R\$ 5,4 milhões ou 0,7% em relação ao 2T22 (R\$ 822,6 milhões no 2T23 vs. R\$ 817,2 milhões no 2T22), decorrente de:
- **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 52,9 milhões em energia comprada em relação ao 2T22, devido ao encerramento de contratos de compra de energia para cobertura de exposição *short* de energia do segmento de geração;
 - **Geração Eólica:** aumento de R\$ 4,8 milhões em relação ao 2T22, em virtude de maiores compras de energia para cobrir exposições de curto prazo, devido a menor geração eólica observada no período;
 - **Comercialização:** aumento de R\$ 17,8 milhões ou 2,0%, totalizando R\$ 922,9 milhões no 2T23 versus R\$ 905,2 milhões no 2T22, majoritariamente em decorrência de maior volume das operações de operações de compra e venda de energia no atacado, embora a preços menores do que os praticados no mesmo período do ano anterior;
 - **Eliminações Intercompany:** menor eliminação de R\$ 35,9 milhões no 2T23, devido aos menores preços de energia observados nas operações *intercompany*. Mais detalhes dessas operações estão disponíveis na seção "Informações Importantes".
- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** aumento de R\$ 12,3 milhões ou 21,8% em relação ao 2T22, explicado pelo reajuste das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição pela geração (TUSDg) no segmento de Geração Hidrelétrica, representando um aumento do custo em R\$ 5,7 milhões em relação ao 2T22, além da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III, que adicionou R\$ 6,5 milhões em encargos do segmento de Geração Eólica no trimestre;

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

(c) Custos e Despesas com PMSO¹⁵: aumento de R\$ 11,7 milhões ou 9,2% na comparação entre os períodos (R\$ 138,4 milhões no 2T23 vs. R\$ 126,7 milhões no 2T22), explicado por:

- **Pessoal (P):** aumento de R\$ 1,0 milhão em relação ao 2T22, totalizando R\$ 53,4 milhões, devido à inflação do período e à reestruturação dos times operacionais;
- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$ 4,5 milhões (R\$ 69,4 milhões no 2T23 vs. R\$ 64,9 milhões no 2T22), principalmente explicado pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e por reajustes nos contratos de manutenção dos parques que já estavam em operação;
- **Outros (O):** aumento de R\$ 6,2 milhões em relação ao 2T22 (R\$ 15,6 milhões no 2T23 vs. R\$ 9,4 milhões no 2T22), explicado por maiores custos com seguros e arrendamentos no segmento de Geração Eólica, em virtude da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III.

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



No 1S23, as despesas com PMSO totalizaram R\$ 278,1 milhões, um aumento de 18,0% em relação aos R\$ 235,7 milhões reportados no 1S22, cujos principais efeitos estão explicados no gráfico a seguir:

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, excluindo Demais Receitas e Despesas.

Gráfico 25 – Evolução das Despesas com PMSO no 1S23¹⁶ (R\$ milhões)



(d) Depreciação e Amortização: aumento de R\$ 20,1 milhões (R\$ 169,7 milhões no 2T23 vs. R\$ 149,6 milhões no 2T22), principalmente em função da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III;

(e) Demais Receitas e Despesas¹⁷: receita operacional de R\$ 50,3 milhões no 2T23 em relação a uma despesa de R\$ 48,2 milhões no 2T22, majoritariamente explicada pelo ganho com a reversão de provisão de R\$ 145,0 milhões relativa à homologação de acordos de natureza cível, compensada pela variação de R\$ 75,9 milhões na marcação a mercado dos contratos futuros de energia em relação ao ano anterior.

3.3 EBITDA Ajustado

Conforme citado anteriormente, a partir do 1T23 o EBITDA Ajustado passou a ser apresentado excluindo a marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em adição aos demais ajustes praticados nos trimestres anteriores, quais sejam: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais e (ii) dividendos recebidos das participações minoritárias. Para fins de comparação, os números históricos foram ajustados nesse mesmo critério, conforme demonstrado na reconciliação a seguir:

¹⁶ Iniciativas associadas ao crescimento incluem a entrada em operação comercial dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III ao final de 2022;

¹⁷ Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos de energia e provisão ou reversão de litígios.

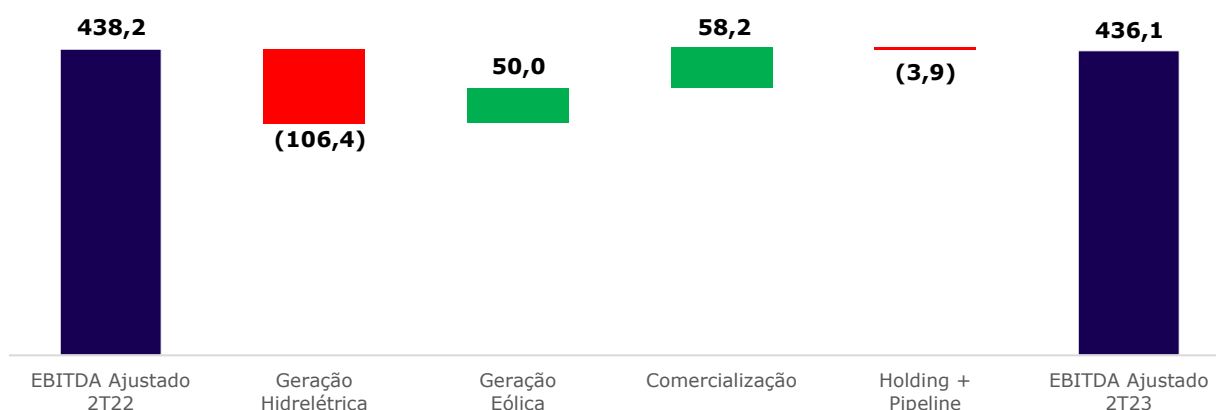
Tabela 15 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22	Var. (%)
EBITDA	457,9	298,4	53,5%	909,8	600,7	51,5%
Provisão (Reversão) de Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	(138,8)	34,4	N.M.	(156,2)	80,6	N.M.
Dividendos Recebidos	27,4	91,7	-70,1%	27,4	91,7	-70,1%
Marcação a Mercado (MTM)	89,6	13,8	551,8%	51,2	19,1	168,4%
EBITDA Ajustado	436,1	438,2	-0,5%	832,3	792,1	5,1%
Margem EBITDA Ajustada	30,3%	32,5%	-2,2 p.p	29,2%	29,0%	0,2 p.p

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 436,1 milhões no 2T23, estável em relação aos R\$ 438,2 milhões reportados no 2T22, com margem EBITDA ajustada de 30,3% (-2,2 p.p. em relação à margem de 32,5% no 2T22). Excluindo o efeito do recebimento de dividendos das investidas, que foi postergado neste exercício, o EBITDA Ajustado apresentou crescimento de 17,9%. A variação do EBITDA Ajustado pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de 30,3% ou R\$ 106,4 milhões no EBITDA Ajustado do período (R\$ 244,8 milhões no 2T23 versus R\$ 351,2 milhões no 2T22), principalmente em virtude da postergação no recebimento de dividendos das investidas de R\$ 64,3 milhões e da cessão dos contratos de energia *intercompany* para Auren Comercializadora, efeitos parcialmente compensados pelo reajuste do preço médio dos contratos por IPCA;
- (b) **Geração Eólica:** aumento de 49,2% ou R\$ 50,0 milhões, perfazendo um EBITDA Ajustado de R\$ 151,5 milhões no 2T23 versus R\$ 101,5 milhões no 2T22, resultado da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e de reajustes dos contratos por inflação;
- (c) **Comercialização:** aumento de R\$ 58,2 milhões no 2T23, totalizando R\$ 79,7 milhões versus R\$ 21,5 milhões no 2T22, principalmente em função do melhor resultado das operações de *trading* de energia;
- (d) **Holding e Pipeline:** despesas de R\$ 39,9 milhões no 2T23, em linha com os resultados dos trimestres anteriores. O aumento de R\$ 3,9 milhões em relação ao 2T22 ocorreu em virtude de despesas com pessoal, relacionadas à maior remuneração variável, e às iniciativas associadas ao crescimento.

Gráfico 26 – Evolução do EBITDA Ajustado do 2T23 versus 2T22 (R\$ milhões)



No 1S23, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 832,3 milhões, um crescimento de 5,1% em relação aos R\$ 792,1 milhões reportados no ano anterior, com margem de 29,2% (+0,2 p.p. vs. 29,0% no 1S22). No período acumulado, excluindo o efeito do recebimento de dividendos das investidas, em função da postergação para o 2S23, o EBITDA Ajustado cresceu 14,9% em relação ao 1S22.

Tabela 16 – EBITDA Ajustado por Segmento

R\$ milhões	2T23	2T22	Var. (%)	1S23	1S22	Var. (%)
Geração Hidrelétrica	244,8	351,2	-30,3%	474,7	650,7	-27,0%
Geração Eólica	151,5	101,5	49,2%	290,6	183,6	58,3%
Comercialização	79,7	21,5	270,3%	142,4	18,8	656,1%
<i> Holding e Pipeline </i>	(39,9)	(36,0)	10,8%	(75,4)	(61,0)	23,6%
EBITDA Ajustado	436,1	438,2	-0,5%	832,3	792,1	5,1%
Margem EBITDA Ajustada	30,3%	32,5%	-2,2 p.p.	29,2%	29,0%	0,2 p.p.

3.4 Resultado Financeiro

Tabela 17 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	2T23	2T22	Var.%	1S23	1S22	Var.%
Receitas Financeiras	473,2	103,9	355,5%	728,1	193,0	277,2%
Atualização monetária de ativos indenizáveis pela União	127,6	-	-	262,3	-	-
Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva	108,5	98,4	10,3%	210,0	162,2	29,5%
Ajuste a valor presente da operação de alienação de investidas	3,9	4,6	-14,8%	7,8	25,4	-69,2%
Juros sobre o capital próprio	11,7	-	-	11,7	-	-
Atualização monetária sobre depósitos judiciais	3,3	3,2	2,2%	6,9	6,1	12,7%
Realização de ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis	2,8	-	-	11,5	-	-
Reversão do ajuste a valor presente pela securitização	218,4	-	-	218,4	-	-
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro	(5,3)	(3,5)	51,1%	(9,0)	(5,9)	53,5%
Outras receitas financeiras	2,3	1,2	86,3%	8,5	5,2	65,0%
Despesas Financeiras	(497,7)	(291,3)	70,8%	(769,7)	(546,9)	40,8%
Juros sobre dívidas	(95,1)	(53,6)	77,5%	(191,6)	(118,3)	62,0%
Atualização monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(78,5)	(95,0)	-17,4%	(163,5)	(156,5)	4,5%
Apropriação de custo de captação	(4,0)	(3,8)	6,0%	(7,9)	(9,3)	-15,0%
Atualização monetária sobre provisões para litígios	(8,7)	(29,5)	-70,4%	(23,0)	(78,7)	-70,8%
Custo financeiro da securitização	(236,6)	-	-	(236,6)	-	-
Instrumentos financeiros – <i>hedge accounting</i>	(4,5)	-	-	(4,5)	-	-
Baixa de depósitos judiciais	-	-	-	(2,4)	-	-
Atualização do saldo de benefício pós-emprego	(43,8)	(38,1)	14,9%	(87,6)	(76,2)	14,9%
Resilição contratual bancária	-	(28,0)	-100,0%	-	(28,0)	-100,0%
Encargos sobre operações de desconto	-	(13,7)	-100,0%	-	(21,9)	-100,0%
Ajuste a valor presente da operação de alienação de investidas	(2,7)	(4,4)	-39,5%	(5,9)	(12,7)	-53,8%
Atualização monetária sobre ressarcimento	(5,0)	(5,3)	-5,1%	(11,7)	(11,1)	5,0%
Outras Despesas Financeiras, líquidas	(18,8)	(20,0)	-6,1%	(35,1)	(34,2)	2,7%
Resultado Financeiro Líquido	(24,5)	(187,5)	-87,0%	(41,6)	(353,9)	-88,2%

No 2T23, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 24,5 milhões (versus despesa líquida de R\$ 187,5 milhões no 2T22), em virtude de:

- (a) **Receitas Financeiras:** o aumento da receita financeira no trimestre é explicado principalmente pelo efeito positivo da atualização monetária mensal do saldo a receber da indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$ 127,6 milhões no 2T23, e pela reversão do ajuste da indenização a valor presente reconhecido sobre o saldo a receber da indenização em virtude da securitização, que resultou em uma receita financeira de R\$ 218,4 milhões;
- (b) **Despesas Financeiras:** aumento de R\$ 206,3 milhões em relação ao 2T22, principalmente explicado pelos efeitos a seguir:
- Custo financeiro da securitização de R\$ 236,6 milhões no trimestre, correspondente à diferença entre o montante recebido em caixa versus o valor bruto a receber pelo acordo firmado com a União;

- Juros sobre dívidas superior em R\$ 41,5 milhões em relação ao 2T22, em razão do maior endividamento bruto, que totalizou R\$ 6,7 bilhões no 2T23 (vs. R\$ 5,6 bilhões no 2T22). Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 16,5 milhões de atualização monetária sobre as dívidas, em consequência da desaceleração do IPCA (aproximadamente -1,43% vs. o 2T22), que compõe 62,0% da dívida consolidada;
- Redução de R\$ 20,7 milhões na despesa com atualização do Contencioso Passivo em relação ao 2T22, em decorrência da redução de R\$ 432 milhões do contencioso passivo provisionado (R\$ 989 milhões no 2T23 vs. R\$ 1.421 milhões no 2T22), com atualização pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), sendo de -4,65% no 2T23 versus 2,53% no 2T22, principal índice ao qual os processos estão indexados.

3.5 Lucro Líquido

Tabela 18 – Lucro Líquido Consolidado

R\$ milhões	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var. %
EBITDA	457,9	298,4	53,5%	909,8	600,7	51,5%
Depreciação e Amortização	(169,7)	(149,6)	13,4%	(338,0)	(302,5)	11,8%
Resultado Financeiro	(24,5)	(187,5)	-87,0%	(41,6)	(353,9)	-88,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(69,0)	2,2	N.M.	(135,7)	(6,4)	2.025,1%
Equivalência Patrimonial	(11,9)	34,5	N.M.	18,3	54,5	-66,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	182,9	(2,0)	N.M.	412,8	(7,5)	N.M.

O lucro líquido no 2T23 totalizou R\$ 182,9 milhões, versus prejuízo de R\$ 2,0 milhões no 2T22, resultado de:

- EBITDA:** o EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 457,9 milhões no 2T23, uma melhora de R\$ 159,6 milhões ou 53,5% em relação aos R\$ 298,4 milhões registrados no 2T22;
- Resultado financeiro:** melhora de R\$ 163,0 milhões no resultado financeiro líquido em relação ao 2T22, explicado majoritariamente pelos efeitos da atualização monetária sobre o saldo a receber da indenização da UHE Três Irmãos, conforme acima citado;
- Equivalência patrimonial:** redução de R\$ 46,4 milhões em relação ao 2T22, em virtude do efeito negativo de marcação a mercado em contratos de venda energia das empresas investidas.

3.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 2T23, era de R\$ 6,7 bilhões versus R\$ 5,6 bilhões no 2T22, o que corresponde a um aumento de R\$ 1,1 bilhão entre os períodos, explicado principalmente pelas captações para os complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e Sol de Jaíba, além de R\$ 500 milhões de captação de empréstimo sob a Lei nº 4131/1962 contratado no 2T23. Excluindo essa última contratação, alocada na dívida de curto-prazo neste segundo trimestre, cuja liquidação antecipada ocorreu em 11 de julho de 2023, o endividamento bruto da Companhia totaliza, aproximadamente, R\$ 6,1 bilhões.

O saldo de caixa e equivalentes e aplicações financeiras ao final do 2T23 totalizou R\$ 6,3 bilhões, um aumento de R\$ 2,9 bilhões em relação aos R\$ 3,4 bilhões no 2T22, refletindo o recebimento da securitização da indenização da UHE Três Irmãos no valor de R\$ 4,2 bilhões e do pagamento de dividendos no montante de R\$ 1,5 bilhão ocorridos no trimestre.

Ao final do 2T23, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 456,1 milhões, com prazo médio de 6,6 anos, custo médio pré-fixado da carteira de 10,8% a.a. (IPCA +4,8% a.a. ou CDI +0,1% a.a.), e alavancagem de 0,3x dívida líquida/EBITDA Ajustado em relação a 1,8x no 2T22.

Gráfico 27 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)

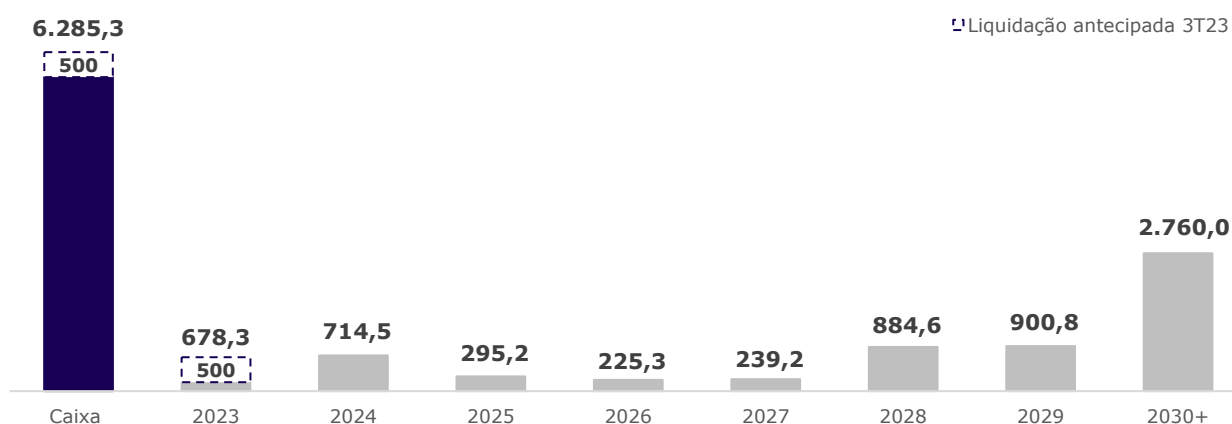
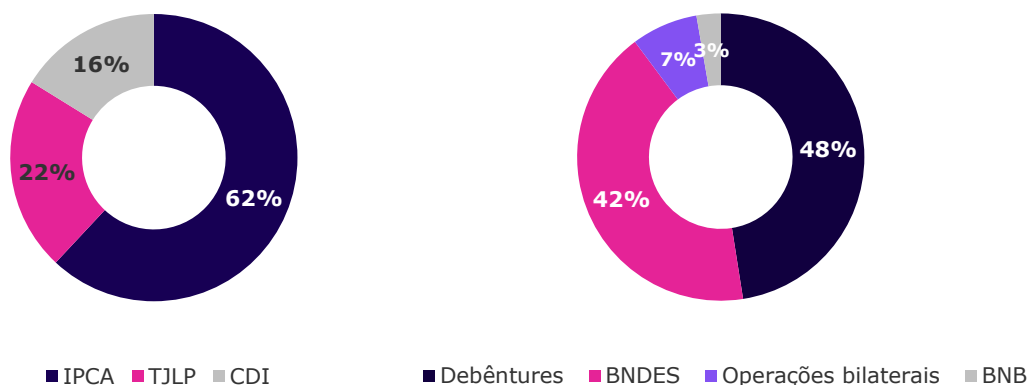


Gráfico 28 – Perfil da Dívida Bruta (%)




Os quadros com o detalhamento do endividamento e da composição da carteira de dívida da Companhia estão disponíveis na seção “Anexos” desse documento, bem como os *ratings* de crédito da Companhia, de suas subsidiárias e de seus instrumentos de dívida.

3.7 Fluxo de Caixa Livre

Tabela 19 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var. %
EBITDA Ajustado	436,1	438,2	-0,5%	832,3	792,1	5,1%
IR/CS Caixa	(38,7)	(18,7)	106,8%	(97,8)	(38,5)	154,1%
Capital de Giro e Outros	19,8	25,3	-21,6%	70,3	(29,8)	N.M.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(5,6)	(1,2)	377,8%	(11,1)	(3,5)	217,5%
Fluxo de Caixa Operacional	411,6	443,6	-7,2%	793,7	720,3	10,2%
Serviço da Dívida	(71,3)	(59,0)	20,9%	(155,3)	(134,9)	15,1%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	340,2	384,6	-11,5%	638,4	585,4	9,1%
CAPEX Projetos	(532,5)	(716,1)	-25,6%	(809,5)	(981,7)	-17,5%
Pagamento de Litígios, Obrigações e Acordos Judiciais	(44,7)	(36,5)	22,6%	(81,1)	(99,9)	-18,8%
Captações	503,0	667,4	-24,6%	728,6	744,0	-2,1%
Amortizações	(48,2)	(25,5)	89,0%	(87,3)	(52,9)	65,0%
Securitização	4.164,6	-	N.M.	4.164,6	-	N.M.
Aumento de Capital Social	-	-	-	-	1.500,0	-100,0%
Dividendos	(1.499,8)	(100,0)	1.399,8%	(1.499,8)	(100,0)	1.399,8%
Fluxo de Caixa Livre	2.882,7	173,8	1.558,2%	3.054,0	1.594,8	91,5%

A variação no fluxo de caixa livre entre o 2T23 e o 2T22 é explicada, principalmente, por:

- 
- (a) Capital de Giro e Outros:** redução de R\$ 5,5 milhões no trimestre (R\$ 19,8 milhões no 2T23 versus R\$ 25,3 milhões no 2T22), explicada principalmente por maiores desembolsos do plano de equacionamento do déficit VIVEST;
 - (b) CAPEX de Projetos:** desembolso de R\$ 532,5 milhões no 2T23, principalmente em virtude da execução dos projetos Sol de Jaíba e Sol do Piauí;
 - (c) Securitização da Indenização da UHE Três Irmãos:** recebimento de R\$ 4,2 bilhões, em virtude da securitização da indenização da UHE Três Irmãos, conforme citado nas seções anteriores;
 - (d) Pagamento de Dividendos:** desembolso de R\$ 1,5 bilhão em dividendos aos acionistas da data-base 04 de maio de 2023, com pagamento efetivado em 15 de maio de 2023.

4. 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\$ 2,6 bilhões, dos quais R\$ 991 milhões com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Do 1T23 para o 2T23, houve uma redução de R\$ 203 milhões no contencioso passivo total. Desse montante, R\$ 180 milhões foram reduzidos do contencioso passivo provável, resultante de acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia e de adequações de estimativa e prognóstico dos casos, conforme evolução processual. Os R\$ 23 milhões restantes se deram na linha do contencioso passivo possível.

Gráfico 29 - Perfil do Contencioso Passivo (% Total)

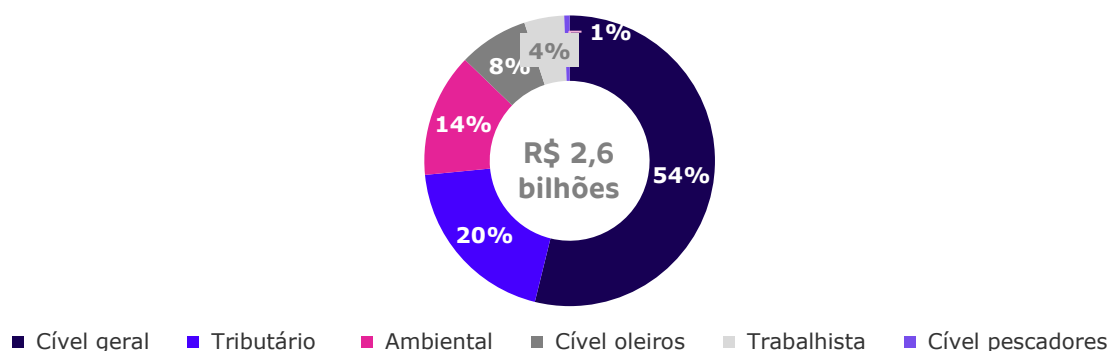
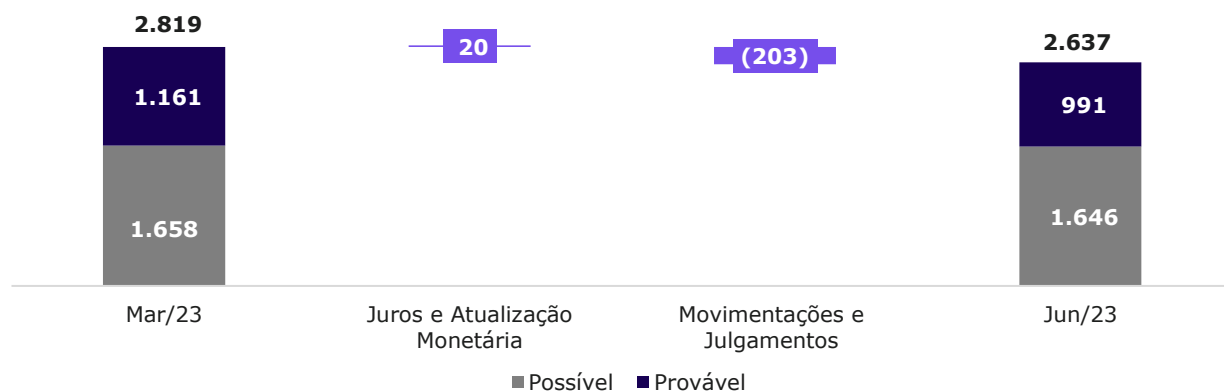


Gráfico 30 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo ¹⁸ (R\$ milhões)



A Companhia reforça 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.

¹⁸ 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.

5. Securitização

Securitização da indenização da UHE Três Irmãos

Conforme Fato Relevante de 16 de junho de 2023, a Companhia celebrou contrato de securitização do acordo judicial firmado entre sua controlada CESP e a União Federal, visando a indenização pela reversão de bens não amortizados ou não depreciados da Usina Hidrelétrica Três Irmãos. A transação foi concluída ao custo *all-in* de Selic +1,94% a.a., perfazendo o montante de R\$ 4,2 bilhões, recebidos pela CESP em 27 de junho de 2023, conforme informado em Comunicado ao Mercado.

Como consequência, o ativo financeiro que estava reconhecido na rubrica Ativo Indenizável pela União foi integralmente realizado, resultando em uma despesa líquida de R\$ 18,2 milhões (diferença entre o valor recebido pela cessão e o saldo do ativo a valor presente contabilizado), com base no CPC 48 – Instrumentos Financeiros.

A securitização reforça o compromisso da Auren com a gestão de capital e geração de valor aos acionistas.

Mais informações acerca da securitização estão disponíveis nas Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras deste 2T23.

6. Plano de Pensão – Vivest

Alteração do indexador dos fundos de pensão da CESP

Conforme divulgado pela CESP em trimestres anteriores, a Companhia engajou em duas importantes frentes de ação como medidas de contenção do déficit do Plano PSAP (Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão) de benefício definido, oriundo da CESP: (i) o plano de migração voluntária dos participantes, finalizado no 1T22, e (ii) a troca do indexador de reajuste do plano em questão, implementado neste 2T23.

De acordo com o regulamento do Plano, o índice utilizado para atualização deste benefício era o Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI). Frente à indisponibilidade no mercado de ativos e produtos referenciados ao Índice Geral de Preços (IGP) em quantidade compatível com as necessidades do plano, foi apresentado à PREVIC e às partes competentes a proposta para a troca do indexador do plano, para mitigar os riscos do descasamento entre ativo e passivo atuarial.

Conforme Comunicado ao Mercado de 08 de maio de 2023, a proposta de alteração do indexador foi aprovada, conforme publicação da Portaria PREVIC nº351. Desta forma, passou a vigorar, a partir de junho, um sistema misto entre IPCA e IGP-DI até 2031, e desta data em diante passa a ser 100% IPCA.

Esta alteração representa uma etapa importante de mitigação de risco atuarial para a Companhia, além de visar um melhor equilíbrio na indexação dos ativos e obrigações dos planos de pensão da CESP.

7. Temas Regulatórios

Projeto de Decreto de Lei nº 365/2022 – Propõe sustar normativos da ANEEL

O Senado Federal discute o Projeto de Decreto de Lei nº 365/2022 que propõe sustar normativos da ANEEL que estabelecem novas regras para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Em 2022, a ANEEL aprovou, por meio de dois atos normativos, nova metodologia de cálculo para as tarifas de transmissão:

- **Resolução Normativa nº 1.024:** determina a eliminação da estabilização tarifária existente por certo período (por 10 anos ou por toda a outorga, a depender da regra à época);
- **Resolução Normativa nº 1.041:** intensifica o sinal locacional alocando maior volume de gastos com o sistema de transmissão aos usuários que mais demandam a expansão de infraestrutura de rede, como geradores de fonte renováveis no Nordeste, por exemplo.

Como efeito prático da edição destes normativos, as TUSTs médias para os novos projetos das fontes de geração renovável localizadas no Nordeste tendem a ter um aumento por estarem localizadas mais distantes dos centros de consumo e, por consequência, em uma região muito demandante de investimentos em transmissão. Este cenário ensejou, semanas após a publicação dos atos normativos da ANEEL, na elaboração do Projeto de Decreto de Lei nº 365/2022 (PDL 365/2022), propondo a sustação dos atos normativos da ANEEL.

O PDL 365/2022 foi aprovado na Câmara dos Deputados em 09 de novembro de 2022 e está neste momento em discussão na Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) do Senado Federal, para, na sequência, seguir para a Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania (CCJ). Na CI, o relator da matéria, apresentou em 06 de julho de 2023 relatório com manifestação favorável à aprovação do texto.

A Companhia acompanha a movimentação do tema, contudo, ressalta que o seu portfólio de ativos possui um período longo de estabilização e que, ao término deste prazo, eventuais impactos tendem a se compensar resultando em um efeito neutro devido à diversificação da posição geográfica de seus ativos.

Tabela 20 – Período de Estabilização da TUST nos ativos da Auren

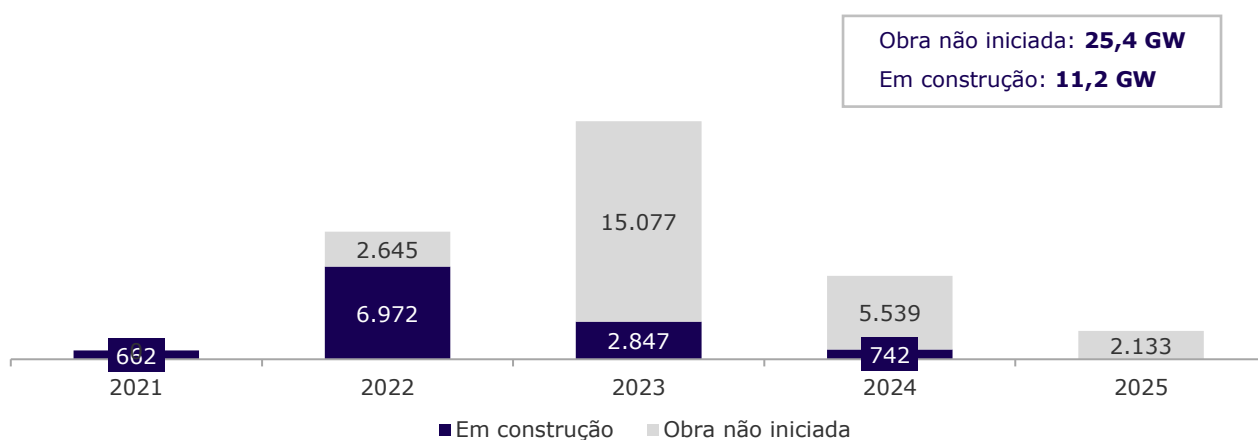
Usina	Região	TUST Estabilizada	Período da Estabilização
UHE Porto Primavera	SE	Sim	10 anos (Jul/2019 à Jun/2029)
Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III	NE	Sim	Por toda a outorga
Ventos do Piauí II e III	NE	Sim	10 anos (Jul/2022 à Jun/2032)
Sol de Jaíba	SE	Sim	10 anos (Jul/2023 à Jun/2033)

Publicação da Resolução Normativa 1.065/2023 – “Dia do Perdão”

Desde 2022, observa-se um aumento expressivo dos casos de judicialização de geradores que possuem empreendimentos de expansão de fontes renováveis com o objetivo de postergar o pagamento relacionado ao uso do sistema de transmissão alegando o fato da implementação dos projetos estar atrasada devido a alterações das condições gerais de mercado. Tais projetos já possuem Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinados e, dessa forma, já reservaram margem de conexão com o sistema de transmissão para escoamento de energia. Segundo a ANEEL, hoje existem cerca de 6 GW de capacidade de empreendimentos com liminares deferidas suspendendo o pagamento dos encargos de transmissão (60% referente a projetos sem construção iniciada).

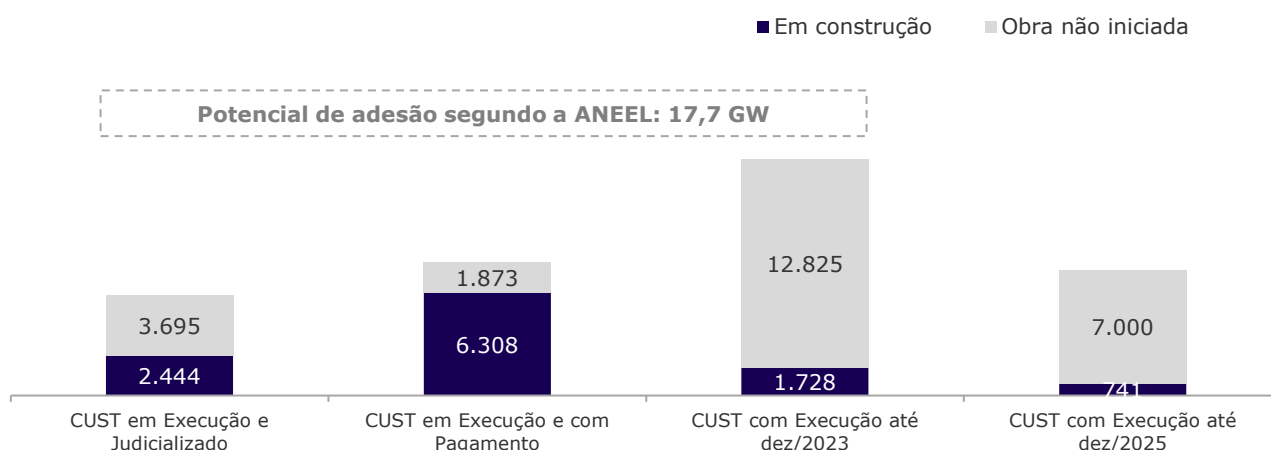
Com o intuito de evitar o aumento da inadimplência no setor de transmissão e, conseqüentemente, reflexos nas tarifas, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.065/2023 estabelecendo um mecanismo voluntário para rescisão dos CUST’s de projetos de expansão de geração (o chamado “Dia do Perdão”). Segundo a ANEEL, haveria um potencial de quase 18 GW para adesão ao mecanismo.

Gráfico 31 - Montantes de CUSTs com execução nos respectivos anos¹⁹ (MW)



¹⁹ Data-base: março de 2023. Fonte: ANEEL - Nota Técnica Nº 21/2023 – STD-SCE-STR/ANEEL, de 09/06/2023.

Gráfico 32 - Montantes de CUSTs²⁰ (MW)



O mecanismo envolve a rescisão dos CUSTs sem aplicação de encargos rescisórios (equivalente a 3 anos de encargos de transmissão) seguido de revogação obrigatória da outorga de geração pela ANEEL, com o levantamento de garantias de fiel cumprimento aportadas, quando aplicável, e não aplicação de eventuais multas decorrentes de processos de fiscalização em andamento.

Como novidade na publicação do normativo, surgiu a possibilidade de regularização das outorgas e CUSTs mediante apresentação de novo cronograma e aporte de garantia:

- CUSTs com vigência em curso: estes contratos não poderão ser “regularizados” devendo ser mantido os seus pagamentos (com possibilidade de parcelamento de débitos), restando, contudo, a opção de regularização da outorga;
- CUSTs com vigência não iniciada: os contratos poderão ser objeto de regularização bem como a respectiva outorga.

O normativo não tratou o caso de geradores que desejam revogar suas outorgas, mesmo sem possuírem CUSTs, com os mesmos benefícios, quais sejam, o de não execução das garantias de fiel cumprimento, quando aplicável, e o de não aplicação de penalidades pecuniárias por não cumprimento de cronograma.

Após a operacionalização do mecanismo, a margem de escoamento disponibilizada ao sistema será alocada, prioritariamente, aos interessados que tenham Pareceres de Acesso sem viabilidade sistêmica, CUSTs condicionados a obras futuras ou com viabilidade parcial de injeção.

²⁰ Data-base: março de 2023. Fonte: ANEEL - Nota Técnica Nº 21/2023 – STD-SCE-STR/ANEEL, de 09/06/2023.

8. Informações Importantes

8.1 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;
- **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](#).

8.2 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 da Demonstração do Resultado por Segmento, Anexos 01 e 02) 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;
- 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;
- 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.

8.3 Equivalência Patrimonial

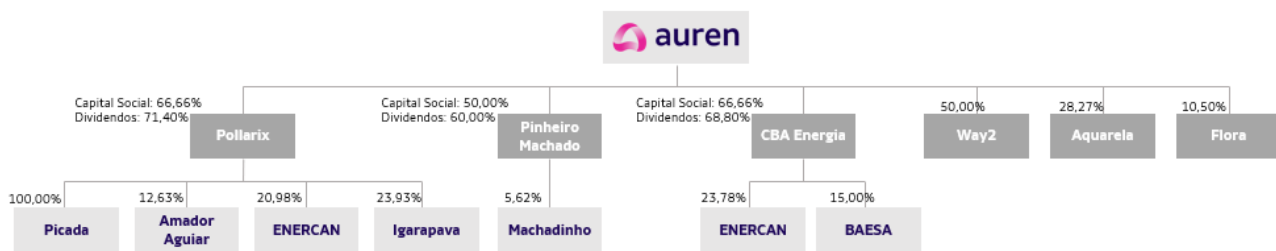
Os resultados que compõem a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia.

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, 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 as participações da Auren Comercializadora nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

Figura 1 – Participações societárias indiretas da Companhia



9. Anexos

Anexo 01 - Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 2T23 vs. 2T22 – Visão Segmentada

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	2T23	2T22	Var. %	2T23	2T22	Var. %	2T23	2T22	Var. %	2T23	2T22	Var. %	2T23	2T22	Var. %	2T23	2T22	Var. %
Receita bruta	167,0	1538,5	5,1%	356,3	471,7	-24,5%	221,0	140,5	57,4%	167,9	1097,4	6,4%	-	-	-	-	-	-
Receita líquida	1.437,1	1.346,7	6,7%	305,4	409,8	-25,5%	213,1	135,3	57,5%	1.037,9	956,7	8,5%	-	-	-	(128,1)	(171,1)	-25,1%
Custo com Compra de Energia Elétrica	(822,6)	(87,2)	0,7%	(12,7)	(65,6)	-80,7%	(6,3)	(15)	309,7%	(922,9)	(905,2)	2,0%	-	-	-	119,3	155,2	-23,1%
Encargos de uso da rede elétrica	(68,5)	(56,3)	218%	(55,0)	(49,3)	116%	(13,5)	(7,0)	93,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com operação	(47,8)	(33,8)	41,2%	(11,9)	(11,3)	5,8%	(35,8)	(22,5)	58,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(156,7)	(139,1)	12,7%	(96,9)	(105,4)	-8,1%	(59,8)	(33,7)	77,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	341,6	300,3	13,7%	128,9	178,3	-27,7%	97,6	70,5	38,4%	115,0	51,5	123,4%	-	-	-	-	-	-
Receitas (despesas) operacionais	(40,3)	(141,0)	-71,4%	130,4	(58,6)	N.M.	(5,9)	(2,7)	116,2%	(121,3)	(43,7)	177,4%	(39,9)	(36,0)	10,8%	(3,6)	-	-
Depreciação e Amortização	(13,0)	(10,5)	23,7%	(0,7)	(1,3)	-49,8%	(1,6)	(0,0)	5714,8%	(0,7)	(0,5)	42,3%	(10,0)	(8,6)	16,1%	-	-	-
Equivalência patrimonial	(11,9)	34,5	N.M.	(11,6)	41,5	N.M.	-	-	-	(0,3)	(0,9)	-70,9%	-	(14,4)	-100,0%	-	8,2	-100,0%
Resultado financeiro	(24,5)	(137,5)	-87,0%	37,4	(138,0)	N.M.	(73,4)	(44,2)	66,1%	7,6	(12,4)	N.M.	3,9	7,0	-45,2%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	251,9	(4,2)	N.M.	284,5	21,9	1198,0%	16,8	23,6	-28,9%	0,3	(6,0)	N.M.	(46,0)	(52,0)	-11,4%	(3,6)	8,2	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	(69,0)	2,2	N.M.	(58,9)	4,7	N.M.	(17,9)	(13,1)	36,5%	(1,5)	(0,9)	65,8%	9,3	11,5	-19,6%	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	182,9	(2,0)	N.M.	225,6	26,6	747,5%	(1,1)	10,5	N.M.	(1,2)	(6,9)	-82,5%	(36,8)	(40,4)	-9,1%	(3,6)	8,2	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	69,0	(2,2)	N.M.	58,9	(4,7)	N.M.	17,9	13,1	36,5%	1,5	0,9	65,8%	(9,3)	(11,5)	-19,6%	-	-	-
Lucro antes dos impostos	251,9	(4,2)	N.M.	284,5	21,9	1198,0%	16,8	23,6	-28,9%	0,3	(6,0)	N.M.	(46,0)	(52,0)	-11,4%	(3,6)	8,2	N.M.
Equivalência patrimonial	11,9	(34,5)	N.M.	11,6	(41,5)	N.M.	-	-	-	0,3	0,9	-70,9%	-	14,4	-100,0%	-	(8,2)	-100,0%
Resultado financeiro líquido	24,5	137,5	-87,0%	(37,4)	138,0	N.M.	73,4	44,2	66,1%	(7,6)	12,4	N.M.	(3,9)	(7,0)	-45,2%	-	-	-
Depreciação e Amortização	169,7	149,6	13,4%	97,6	106,7	-8,6%	61,3	33,7	82,0%	0,7	0,5	42,3%	10,0	8,6	16,1%	-	-	-
EBITDA	457,9	298,4	53,5%	356,2	225,1	58,3%	151,5	101,5	49,2%	(6,3)	7,8	N.M.	(39,9)	(36,0)	10,8%	(3,6)	-	-
(Provisão)/reversão para litígios e baixa de depósitos judiciais	(138,8)	34,4	N.M.	(138,8)	34,4	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	27,4	91,7	-70,1%	27,4	91,7	-70,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marcação a mercado (MTM)	89,6	13,8	5518%	-	-	-	-	-	-	86,0	13,8	525,3%	-	-	-	3,6	-	-
EBITDA Ajustado	436,1	438,2	-0,5%	244,8	351,2	-30,3%	151,5	101,5	49,2%	79,7	21,5	270,3%	(39,9)	(36,0)	10,8%	-	-	-
Margem EBITDA Ajustada	30,3%	32,5%	-2,2 p.p.	80,1%	85,7%	-5,5 p.p.	71,1%	75,0%	-3,9 p.p.	7,7%	2,2%	5,4 p.p.	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0 p.p.

Anexo 02 – Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 1S23 vs. 1S22 – Visão Segmentada

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	1S23	1S22	Var. %	1S23	1S22	Var. %	1S23	1S22	Var. %	1S23	1S22	Var. %	1S23	1S22	Var. %	1S23	1S22	Var. %
Receita bruta	3.244,4	3.075,5	5,5%	734,6	968,9	-24,2%	426,4	260,1	63,9%	2.347,6	2.215,9	5,9%	-	-	-	(264,2)	(369,5)	-28,5%
Receita líquida	2.851,6	2.730,8	4,4%	630,8	844,4	-25,3%	408,7	249,8	63,7%	2.057,3	1.971,9	4,3%	-	-	-	(245,2)	(335,2)	-26,8%
Custo com Compra de Energia Elétrica	(1636,5)	(1683,7)	-2,8%	(20,5)	(15,5)	-82,2%	(118)	(6,1)	93,7%	(1849,5)	(1897,4)	-2,5%	-	-	-	245,2	335,2	-26,8%
Encargos de uso da rede elétrica	(136,4)	(111,0)	22,8%	(109,3)	(98,0)	11,5%	(27,1)	(13,0)	108,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com operação	(92,7)	(66,8)	38,8%	(22,9)	(23,9)	-4,2%	(69,8)	(42,9)	62,9%	-	(0,0)	-100,0%	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(311,1)	(276,7)	12,4%	(194,0)	(209,5)	-7,4%	(117,1)	(67,2)	74,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	674,9	592,6	13,9%	284,1	397,5	-28,5%	183,0	120,6	51,7%	207,8	74,5	178,8%	-	-	-	-	-	-
Receitas (despesas) operacionais	(76,2)	(268,6)	-71,6%	125,4	(128,6)	N.M.	(9,5)	(4,2)	124,3%	(85,9)	(74,8)	14,8%	(75,4)	(61,0)	23,6%	(30,8)	-	-
Depreciação e Amortização	(26,9)	(25,7)	4,6%	(1,3)	(2,7)	-50,2%	(3,1)	(0,1)	27318%	(1,3)	(1,0)	29,4%	(212)	(219)	-3,5%	-	-	-
Equivalência patrimonial	18,3	54,5	-66,4%	18,2	64,8	-71,9%	-	-	-	0,1	(0,9)	N.M.	-	(25,0)	-100,0%	-	15,6	-100,0%
Resultado financeiro	(416)	(353,9)	-88,2%	68,1	(286,8)	N.M.	(1615)	(86,9)	85,8%	15,9	(17,9)	N.M.	35,8	37,8	-5,1%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	548,5	(1,1)	N.M.	494,4	44,2	1019,0%	8,9	29,3	-69,7%	136,7	(20,1)	N.M.	(60,8)	(70,2)	-13,4%	(30,8)	15,6	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	(135,7)	(6,4)	2025,1%	(77,2)	2,4	N.M.	(32,1)	(23,0)	39,7%	(50,5)	3,8	N.M.	24,2	10,3	134,1%	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	412,8	(7,5)	N.M.	417,2	46,6	795,2%	(23,2)	6,4	N.M.	86,2	(16,3)	N.M.	(36,6)	(59,8)	-38,9%	(30,8)	15,6	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	135,7	6,4	2025,1%	77,2	(2,4)	N.M.	32,1	23,0	39,7%	50,5	(3,8)	N.M.	(24,2)	(10,3)	134,1%	-	-	-
Lucro antes dos impostos	548,5	(1,1)	N.M.	494,4	44,2	1019,0%	8,9	29,3	-69,7%	136,7	(20,1)	N.M.	(60,8)	(70,2)	-13,4%	(30,8)	15,6	N.M.
Equivalência patrimonial	(18,3)	(54,5)	-66,4%	(18,2)	(64,8)	-71,9%	-	-	-	(0,1)	0,9	N.M.	-	25,0	-100,0%	-	(15,6)	-100,0%
Resultado financeiro líquido	416	353,9	-88,2%	(68,1)	286,8	N.M.	1615	86,9	85,8%	(15,9)	17,9	N.M.	(35,8)	(37,8)	-5,1%	-	-	-
Depreciação e Amortização	338,0	302,5	11,8%	195,3	212,2	-7,9%	120,2	67,3	78,5%	1,3	1,0	29,4%	21,2	21,9	-3,5%	-	-	-
EBITDA	909,8	600,7	51,5%	603,4	478,4	26,1%	290,6	183,6	58,3%	122,0	(0,2)	N.M.	(75,4)	(61,0)	23,6%	(30,8)	-	-
(Provisão)/reversão para litígios e baixa de depósitos judiciais	(156,2)	80,6	N.M.	(156,2)	80,6	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	27,4	91,7	-70,1%	27,4	91,7	-70,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marcação a mercado (MTM)	51,2	19,1	168,4%	-	-	-	-	-	-	20,5	19,1	7,2%	-	-	-	30,8	-	-
EBITDA Ajustado	832,3	792,1	5,1%	474,7	650,7	-27,0%	290,6	183,6	58,3%	142,4	18,8	656,1%	(75,4)	(61,0)	23,6%	-	-	-
Margem EBITDA Ajustada	29,2%	29,0%	0,2 p.p.	75,3%	77,1%	-1,8 p.p.	71,1%	73,5%	-2,4 p.p.	6,9%	10%	6,0 p.p.	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0 p.p.

Anexo 03 - Características da Dívida Bruta

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Prazo Médio	Amortização	Vencimento
Auren	877,1					
1ª Debênture	367,8	CDI	1,48%	1,6	<i>Bullet</i>	dez/24
Operação 4131	509,3	CDI	1,53%	0,1	<i>Bullet</i>	mai/25
CESP	2.089,6					
11ª Debênture	225,0	CDI	1,64%	1,5	Anual a partir de dez/22	dez/25
12ª Debenture	1.864,6	IPCA	4,30%	6,2	Anual a partir de ago/28	ago/30
Ventos de Piauí I	730,8					
BNDES	593,0	TJLP	2,16%	5,5	Mensal a partir de jul/18	jun/34
1ª Debênture	137,8	IPCA	5,47%	1,0	<i>Bullet</i>	jun/24
Ventos de Piauí II e III	1.770,4					
BNDES	1.770,4	IPCA	4,56%	10,9	Mensal a partir de dez/22	mar/45
Ventos do Araripe III	1.030,4					
Repasse	387,1	TJLP	3,15%	3,5	Mensal a partir de fev/18	dez/29
BNDES	448,6	TJLP	2,49%	7,8	Mensal a partir de fev/18	jun/35
1ª Debênture	194,7	IPCA	6,99%	6,2	Semestral a partir de jul/18	jul/32
Sol de Jaíba	183,1					
BNB	183,1	IPCA	5,27%	15,5	Mensal a partir de out/24	set/46
Total	6.681,3			6,6		

Anexo 04 – Dívida Líquida e Alavancagem Financeira

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

R\$ milhões	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23
Curto-Prazo	204,4	226,9	236,6	276,6	285,5	952,7
Longo-Prazo	4.623,9	5.358,7	5.492,2	5.553,6	5.835,2	5.728,7
Dívida Bruta	4.828,3	5.585,6	5.728,8	5.830,2	6.120,8	6.681,3
Instrumentos Financeiros Derivativos	(0,0)	(0,1)	0,1	(0,8)	(1,6)	14,1
Arrendamentos	6,8	5,6	80,7	44,3	45,4	46,0
Total Dívida Bruta	4.835,0	5.591,1	5.809,5	5.873,7	6.164,5	6.741,4
Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras	3.173,8	3.347,7	2.981,0	3.231,3	3.402,7	6.285,3
Dívida Líquida	1.661,2	2.243,5	2.828,6	2.642,4	2.761,8	456,1
Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (12M))	1,5x	1,8x	2,0x	1,6x	1,6x	0,3x

Anexo 05 – Ratings de Crédito

	Agência	Rating	Outlook	Última Revisão
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	mar/23
CESP – Corporativo	Fitch Ratings	BB+ BBB- AAA(bra)	Estável	jul/23
CESP – 12ª Debênture	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	jul/23
CESP – Corporativo	Standard & Poor's	BB- BB- AAA(bra)	Positivo	jun/23
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	mar/23
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	AA-(bra)	Positivo	out/22

Anexo 06 - Portfólio de 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 em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado;

⁽²⁾ Capacidade instalada proporcional à participação econômica 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.

Anexo 07 - 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	

Anexo 08 – Pipeline de Ativos

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%
Total		1.291,6	406,8	