

Release de Resultados
4T22

Fevereiro 2023

Webcast

17 de fevereiro de 2023

(em português com tradução simultânea para o inglês)

10:00 (Brasília) | 08:00 (Nova Iorque) | 13:00 (Londres)

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

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (Vice-Presidente de Finanças e Diretor de Relações com Investidores)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Daniely Bonfim

ri@aurenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 29 de dezembro de 2022:

- **AURE3:** R\$14,73
- **Valor de Mercado:** R\$14,7 bilhões

Sumário

Destaques 4T22 e 2022	4
Carta da Administração	6
Desempenho Operacional	8
Desempenho Comercial	18
Desempenho Financeiro.....	24
Evento Subsequente	35
Contencioso Passivo e Ativo	35
Plano de Pensão - Vivest.....	38
Temas Regulatórios.....	41
Informações Importantes.....	44
Anexos	47

Destaques 4T22 e 2022

Destaques Financeiros ^(a)						
R\$ milhões	4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
Receita Líquida	1.484,9	1.872,1	-20,7%	5.754,6	6.477,4	-11,2%
EBITDA	760,8	303,6	150,6%	1.864,8	1.878,7	-0,7%
EBITDA Ajustado^(b)	520,8	344,1	51,3%	1.791,7	1.110,9	61,3%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>35%</i>	<i>18%</i>	<i>17 p.p.</i>	<i>31%</i>	<i>17%</i>	<i>14 p.p.</i>
Hidrelétrica	381,9	236,1	61,8%	1.287,1	970,2	32,7%
Eólica	186,8	94,4	97,9%	475,2	213,8	122,3%
Comercialização	84,9	(11,8)	N.M.	602,9	(55,2)	N.M.
<i> Holding</i>	<i>(35,1)</i>	<i>25,4</i>	<i>N.M.</i>	<i>(134,8)</i>	<i>368,8</i>	<i>N.M.</i>
Eliminações	(97,7)	-	-	(438,6)	(386,7)	13,4%
Lucro Líquido	2.453,1	42,0	5.743,2%	2.675,7	420,3	536,5%
Fluxo de Caixa Operacional^(c)	373,3	240,2	55,4%	1.219,6	1.079,5	13,0%
Fluxo de Caixa Livre	250,3	122,6	104,2%	1.480,0	343,7	330,6%
Dívida Líquida^(d)	2.489,2	2.874,1	-13,4%	2.489,2	2.874,1	-13,4%
Alavancagem^(e)	1,4x	2,6x	-1,2x	1,4x	2,6x	-1,2x

^(a) O desempenho financeiro até o 1T22 reflete o resultado da Auren consolidado, proforma, não auditado, e foi preparado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se referida combinação tivesse acontecido em 01/jan/2021. Os resultados de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação.

^(b) EBITDA Ajustado exclui provisão/reversão para litígios, baixa de depósitos judiciais, inclui dividendos recebidos.

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

^(d) Considera empréstimos e financiamentos, arrendamentos, caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez – conta reserva e instrumentos financeiros derivativos.

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

- **Aumento de 8% na geração hidrelétrica** em comparação com o 4T21, em virtude da atenuação dos efeitos da crise hídrica do ano de 2021 e da respectiva melhora na vazão da UHE Porto Primavera;
- A **geração eólica aumentou 32%** em bases comparáveis, sobretudo em função da normalização da geração no parque Ventos do Araripe III em 2022. A entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III adicionou 81 MW médios à geração eólica anual;
- **Conclusão da construção dos Complexos Eólicos Ventos do Piauí II e III**, com entrada de 100% dos aerogeradores em operação comercial em novembro de 2022, em linha com o cronograma e o orçamento dos projetos;

- Conclusão das **contratações dos equipamentos e demais insumos e serviços relevantes**, e o **início da mobilização** dos projetos **Sol do Piauí e Sol de Jaíba**, que totalizarão **548 MWac** de capacidade instalada;
- Avanço na estratégia de **construção de um ecossistema de parceiros estratégicos em comercialização de energia** com a **aquisição de participação na startup Flora Energia**, reforçando a preparação da Companhia para a liberação do mercado de energia;
- **Crescimento de 51% no EBITDA Ajustado Consolidado** em relação ao 4T21, com **expansão de 17 p.p. na Margem EBITDA Ajustada** (35% versus 18% no 4T21);
- Fluxo de Caixa Operacional, após o serviço da dívida, de R\$373 milhões, com **índice de conversão de caixa** ⁽¹⁾ **de 72%**;
- **Alavancagem de 1,4x**, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, e sólida posição de **caixa de R\$3,4 bilhões**;
- Celebração de **acordo judicial envolvendo a indenização da UHE Três Irmãos** entre a Auren e a União Federal em dezembro de 2022, com definição do recebimento da indenização conforme estabelecido na Portaria Interministerial MME/MF Nº 129/2014, e homologação em janeiro de 2023; e
- Aprovação do Conselho de Administração para submissão de **proposta de distribuição de dividendos no valor de R\$1,50 por ação**, relativos ao resultado do exercício de 2022, a ser submetida para aprovação em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.

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

Carta da Administração

Nós, da Auren, encerramos 2022 orgulhosos de nossas realizações. Concluímos de forma bastante exitosa o processo de fusão e de integração dos ativos, avançamos na expansão da nossa plataforma de geração renovável e na aspiração da construção de uma *Clean Energy Tech* em nossa frente Comercial e celebramos o acordo judicial referente à indenização da Usina Hidrelétrica Três Irmãos.

Após a conclusão da construção dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, conforme o cronograma e o orçamento estabelecidos, apresentamos um portfólio de ativos em operação de 3,0 GW de capacidade instalada e de 1,6 GW médio em garantia física, reafirmando nossa posição como uma das principais companhias de geração de energia renovável do País.

Com relação aos projetos em construção, no último trimestre do ano, foram assinados os principais contratos de suprimentos para o projeto híbrido Sol do Piauí e para o projeto fotovoltaico Sol de Jaíba que, uma vez concluídos, agregarão 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física ao nosso parque de geração de energia. A fase de mobilização de ambas as obras já iniciou. Em Sol de Jaíba, empreendimento que ocupará uma área de 1.500 hectares e com capacidade de atender o consumo de mais de 500 mil residências, a construção da subestação coletora e dos acessos externos aos parques está em andamento.

Já na Auren Comercializadora, houve a aquisição de participação na Flora Energia, uma *startup* que, por meio de plataforma de *marketplace*, oferece uma solução tecnológica escalável e que permite o acesso de clientes do mercado regulado à aquisição de energia de projetos de geração distribuída. Esse foi o terceiro investimento da Auren em empresas de inovação, de tecnologia e de ciência de dados, representando mais um avanço na trajetória de nossa Comercializadora para se tornar uma *Clean Energy Tech*, reforçando sua estratégia de construir um ecossistema de parceiros estratégicos, visando o desenvolvimento de novos produtos, serviços e soluções diferenciadas em energia que atendam os clientes do mercado livre.

Em dezembro, encerramos de forma exitosa a negociação referente ao recebimento da indenização da Usina Hidrelétrica Três Irmãos. No contencioso passivo, também prosperamos nesse 4º trimestre de 2022, sendo o destaque a homologação de negociação da Ação Civil Pública relacionada a pescadores. O reconhecimento contábil dessas negociações contribui positivamente para a divulgação de um lucro líquido de R\$2,7 bilhões no ano de 2022, além de reduzir o risco atribuído à Companhia.

A disciplina na gestão financeira e na condução do negócio nos possibilitou aprovar, nessa data, a proposta de distribuição de dividendos ora comunicada, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.

Também continuamos a evoluir, de forma consistente, na temática ESG (sigla para *Environmental, Social and Governance*). Dentre as ações do ano, destacam-se a aprovação da Política de Sustentabilidade, que consolida os objetivos e a visão estratégica da Auren em relação aos temas de Saúde e Segurança no Trabalho, de Meio Ambiente e de Responsabilidade Social.

Nosso comprometimento com a transparência na divulgação das emissões de gases de efeito estufa e com a transição para uma economia de baixo carbono contribuiu para a escolha de nossa Companhia para integrar o seletivo grupo de empresas que compõe a carteira do Índice Carbono Eficiente da B3 S.A. (ICO2 B3).

Iniciamos 2023 com a mesma coragem para inovar e critério e disciplina para investir em um cenário ao mesmo tempo desafiador e com oportunidades potencialmente promissoras.

Agradecemos aos nossos acionistas, colaboradores e parceiros de negócios por nos apoiar nessa jornada de crescimento para um futuro limpo e mais sustentável.

Fabio Zanfelice

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

Vice-Presidente de Finanças e
Diretor de Relações com Investidores

Desempenho Operacional

Em dezembro de 2022, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.030 MW, considerando as participações minoritárias em ativos hidrelétricos e a entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, concluída no 4T22. Desse total, 2.057 MW são referentes à fonte hidrelétrica, incluindo 517 MW dos ativos em que a Companhia possui participação, e 973 MW à fonte eólica.

Geração Hidrelétrica

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

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)					
			4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	825,0	765,8	7,7%	773,3	759,9	1,7%

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 825 MW médios no 4T22, 8% superior ao 4T21 (766 MW médios).

O aumento de geração observado nesse trimestre reflete a atenuação, ao longo de 2022, dos efeitos da crise hídrica vivida pelo País no ano anterior. Com isso, em 31/out/2022, deixaram de vigorar as diretrizes operativas estabelecidas pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) que restringiam a vazão mínima defluente da UHE Porto Primavera e, conseqüentemente, a produção de energia elétrica pela usina.

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

	MW médio			% MLT ⁽²⁾		
	4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
Outubro	24.562	22.229	10,5%	104%	94%	10 p.p.
Novembro	24.616	29.324	-16,1%	78%	93%	-15 p.p.
Dezembro	42.681	42.730	-0,1%	89%	89%	-
Out – Dez	30.685	31.451	-2,4%	89%	91%	-2 p.p.

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

No 4T22, as bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentaram vazões próximas as médias históricas, porém com armazenamentos superiores ao 4T21. Com o objetivo de recuperar os reservatórios das usinas de cabeceira, localizadas nas Bacias do rio Paranaíba e Grande, o Operador Nacional do Sistema (ONS) adotou como estratégia de operação a redução da defluência das hidrelétricas da Bacia do Rio Paraná ao longo da maior parte do trimestre, porém as vazões praticadas foram superiores às observadas nos trimestres anteriores.

No 4T22, a UHE Porto Primavera manteve o índice de disponibilidade médio em 96,2%, superior em 3,9 p.p. em relação ao 4T21 (92,3%).

O índice de disponibilidade médio das usinas geridas pela Auren manteve-se significativamente 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.

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

	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradora – UG	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540,0	14	110,0	96,2%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	95,7%	93,4%

Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu, no 4T22, 348 MW médios, 125% superior ao 4T21 (155 MW médios) ou 32% superior, considerando a mesma base de ativos em operação no ano anterior. A entrada em operação comercial dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III acrescentou 81 MW médios à geração eólica da Companhia em 2022.

Tabela 4 – Produção dos complexos eólicos

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
Ventos do Piauí I	205,8	106,3	74,3	69,0	7,7%	96,5	96,9	- 0,4%
Ventos do Araripe III	357,9	178,5	130,9	86,2	51,9%	158,6	94,3	68,2%
Ventos do Piauí II (*)	206,8	104,6	69,4	-	-	22,8	-	-
Ventos do Piauí III(**)	202,4	99,7	73,7	-	-	58,0	-	-
Total	972,9	489,1	348,3	155,2	124,4%	335,9	191,2	107,1%

(*) O projeto Ventos do Piauí II iniciou o processo de entrada em operação em agosto de 2022

(**) O projeto Ventos do Piauí III iniciou o processo de entrada em operação em maio de 2022

Para o cálculo de geração de 2022, em MW médios, foi considerada a geração anual dos Parques Ventos do Piauí II e III, em MWh, dividida pelo número de horas do ano.

Ventos do Piauí I

No 4T22, a geração de Ventos do Piauí I foi 12% inferior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 17% inferior à geração média esperada (P50), devido ao recurso eólico abaixo da média esperada para o período. Em relação ao 4T21, a geração foi superior em 8%. A produção de 2022 foi de 96,5 MW médios, superior em 2% ao valor do percentil 90 (P90) e inferior em 3% à expectativa de geração média (P50).

A geração acumulada de 2022 foi de 96,5 MW médios, superior em 2% ao valor do percentil 90 (P90) e inferior em 3% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 5 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí I (2021 e 2022)

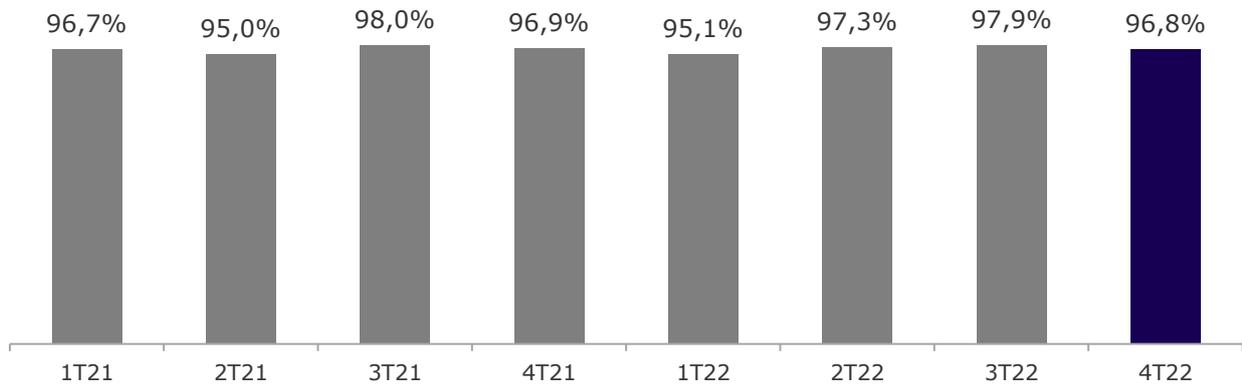
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	61,1	54,1	12,9%	57,1	7,0%
1T22	58,1		7,4%		1,8%
2T21	110,6	99,2	11,5%	104,9	5,4%
2T22	109,6		10,5%		4,5%
3T21	146,1	138,9	5,2%	146,8	-0,5%
3T22	143,3		3,2%		-2,4%
4T21	69,0	84,7	-18,5%	89,6	-23,0%
4T22	74,3		-12,3%		-17,1%
12M21	96,9	94,4	2,6%	99,8	-2,9%
12M22	96,5		2,2%		-3,3%

Gráfico 1 - Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



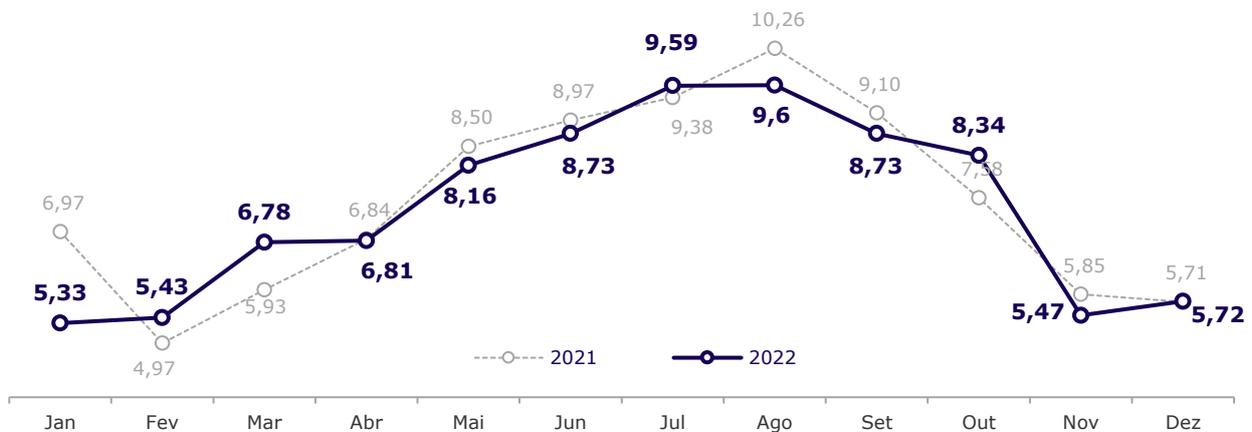
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo Ventos do Piauí no 4T22 atingiu 96,8%, apresentando estabilidade em relação ao 4T21 (96,9%).

Gráfico 2 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



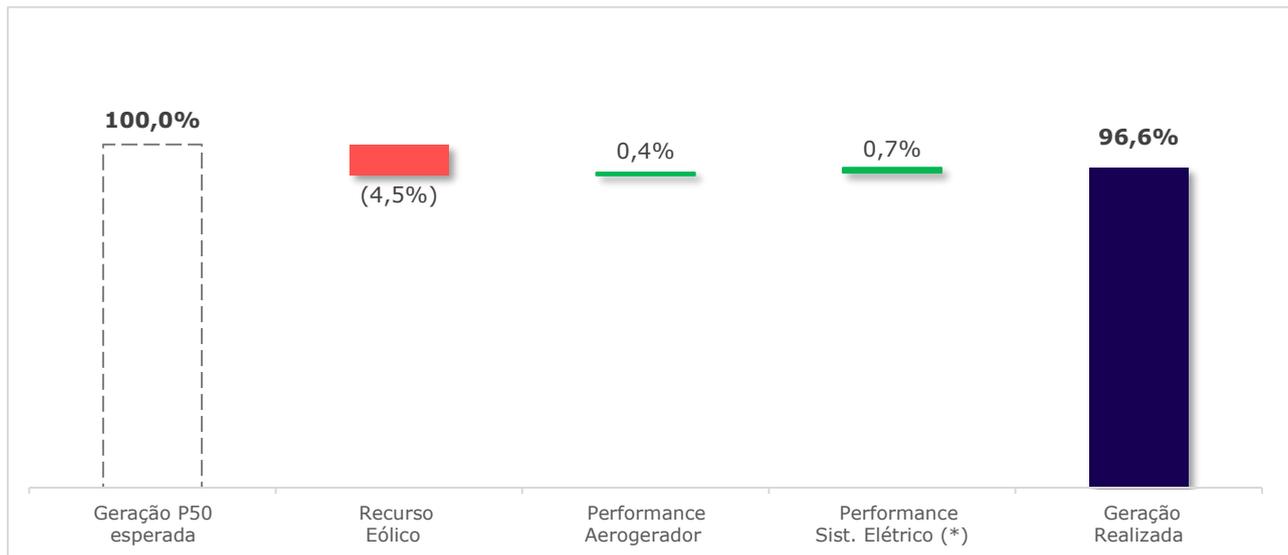
No 4T22, observou-se uma velocidade média de vento de 6,5 m/s, abaixo da expectativa de 6,8 m/s (equivalente a produção no P90), impactada, principalmente, pela pluviometria acima da esperada no período. Ainda assim, a velocidade observada foi levemente superior ao valor de 6,4 m/s verificado no 4T21.

Gráfico 3 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Conforme anteriormente mencionado, em 2022, a produção de energia foi de 96,5 MW médios, 3% inferior à expectativa de geração média (P50). Quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado foi 4,5% abaixo da média de longo termo para o horizonte de 20 anos, os aerogeradores performaram 0,4% acima do esperado e a performance do sistema elétrico interno do parque foi 0,7% acima da esperada.

Gráfico 4 - Ventos do Piauí I: Performance anual do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



(*) Sistema Elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), subestação coletora (34,5/320kV), linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV)

Ventos do Araripe III

No 4T22, a geração de Ventos do Araripe III foi 9% inferior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 14% inferior à geração média esperada (P50), devido ao recurso eólico abaixo da média esperada para o período.

Em relação ao 4T21, a geração foi superior em 52%, devido ao impacto da indisponibilidade dos transformadores da subestação coletora no ano anterior, que causou restrição da produção. Em 2022, a geração acumulada foi de 158,6 MW médios, 2% inferior ao percentil 90 (P90) e inferior em 8% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 6 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Araripe III (2021 e 2022)

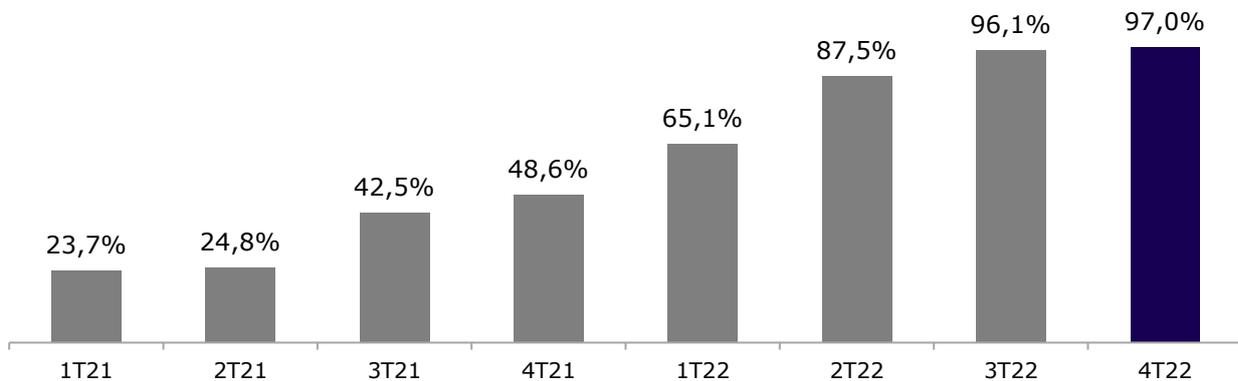
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	46,4	89,7	-48,3%	94,9	-51,1%
1T22	73,9		-17,6%		-22,1%
2T21	87,5	171,3	-48,9%	181,3	-51,7%
2T22	183,8		7,3%		1,4%
3T21	155,8	242,0	-35,6%	256,1	-39,2%
3T22	244,1		0,9%		-4,7%
4T21	86,2	144,2	-40,2%	152,7	-43,5%
4T22	130,9		-9,2%		-14,3%
12M21	94,3	162,2	-41,9%	171,6	-45,0%
12M22	158,6		-2,2%		-7,6%

Gráfico 5 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



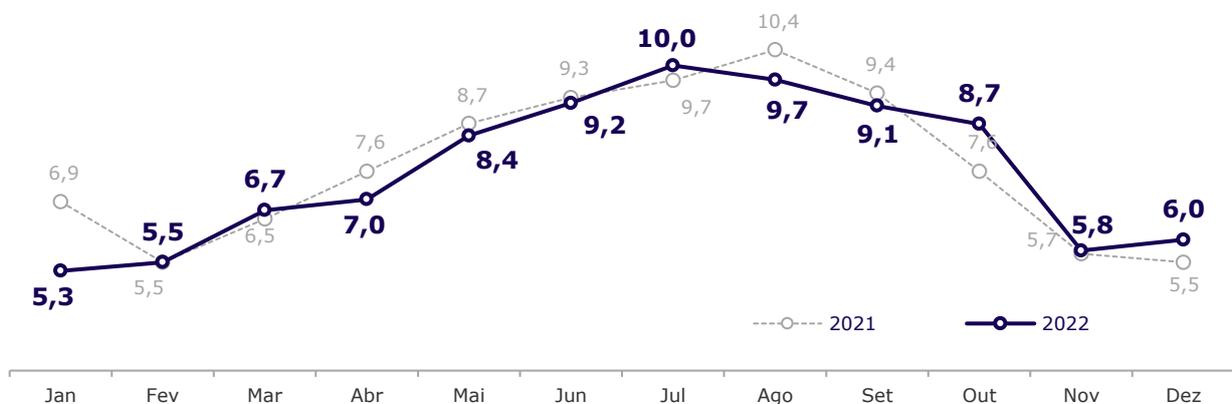
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 97,0% no 4T22, um aumento de 48% em comparação à disponibilidade verificada no 4T21 (48,6%), demonstrando a normalização na disponibilidade do ativo.

Gráfico 6 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



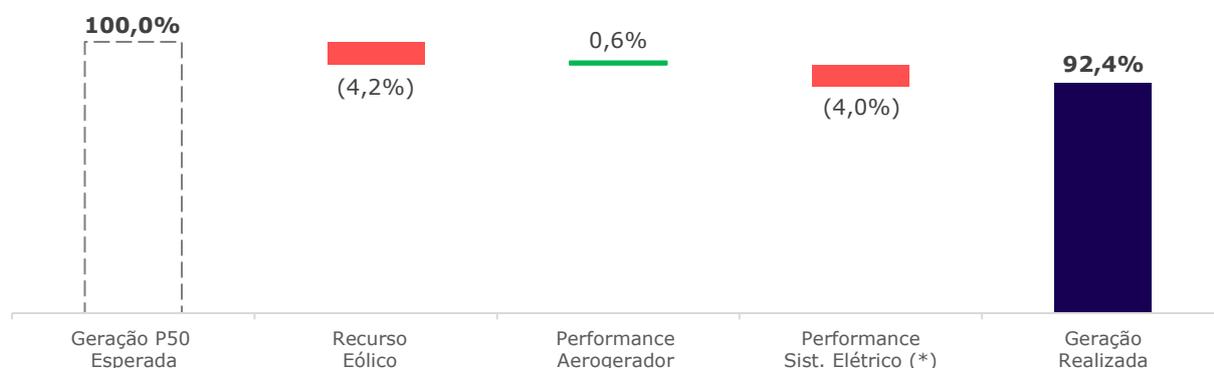
No 4T22, observou-se uma velocidade média de vento de 6,8 m/s, abaixo da expectativa, impactada principalmente pela pluviometria acima da esperada no período. Ainda assim, a velocidade observada foi superior ao valor de 6,3 m/s verificado no 4T21.

Gráfico 7 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Conforme anteriormente mencionado, em 2022, a produção foi de 158,6 MW médios, 8% inferior à expectativa de geração média (P50). Quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 4,2% abaixo da média de longo termo para o horizonte de 20 anos, os aerogeradores performaram 0,6% acima do esperado e a performance do sistema elétrico interno do parque foi 4,0% abaixo da esperada. O desempenho do sistema elétrico foi afetado pela realização de obras de melhoria na subestação coletora e indisponibilidade de um dos transformadores elevadores, conforme já mencionado. A capacidade de transformação da subestação foi plenamente restabelecida a partir de abril de 2022.

Gráfico 8 – Ventos do Araripe III: Performance anual do parque eólico quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



(*) Sistema Elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), subestação coletora (34,5/320kV), linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV)

Ventos do Piauí II

Com a conclusão da implantação do complexo Ventos do Piauí II no fim do 4T22, o parque atingiu a totalidade dos seus 47 aerogeradores, com potencial nominal de 4,4MW em operação comercial.

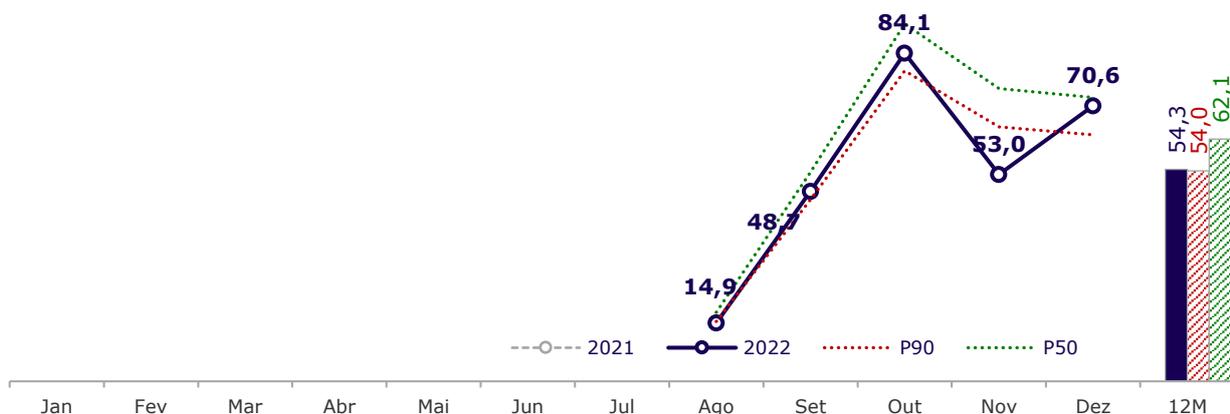
A geração no 4T22 foi de 69,4 MW médios, alinhada à geração esperada no percentil 90 (P90), porém inferior à média esperada (P50) em -13%.

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)
3T22	31,5	30,7	2,8%	35,3	-10,8%
4T22	69,4	69,4	0,0%	79,9	-13,1%
Ago a Dez/22	54,3	54,0	0,7%	62,1	-12,5%

^(*) Para o cálculo de geração em MW médios foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro.

Gráfico 9 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



Ventos do Piauí III

No final do 4T22, todos os 46 aerogeradores do Complexo Ventos do Piauí III estavam em operação comercial.

A geração, no 4T22, atingiu o valor de 73,7 MW médios, inferior à geração esperada no percentil 90 (P90) e à média esperada (P50) em -2% e -15%, respectivamente.

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)
2T22	38,0	30,8	23,1%	35,7	6,5%
3T22	131,4	108,0	21,6%	124,9	5,1%
4T22	73,7	75,2	-2,0%	87,0	-15,3%
Mai a Dez/22	86,5	76,5	13,0%	88,5	-2,3%

^(*) Para o cálculo de geração em MW médios foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro.

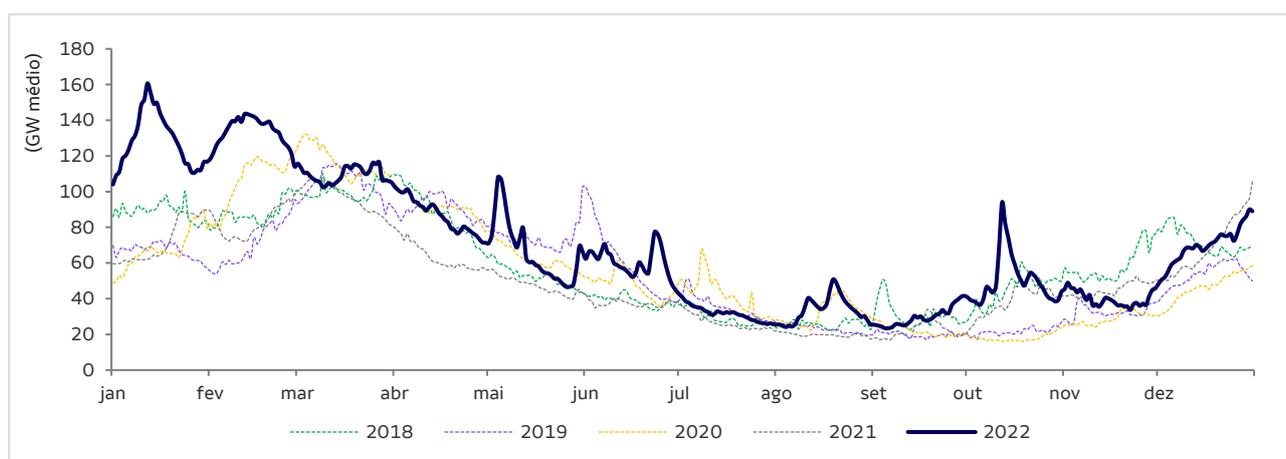
Gráfico 10 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



Mercado de Energia

O ano de 2022 foi caracterizado pelo melhor cenário hidrológico dos últimos 11 anos. A Energia Natural Afluente (ENA) atingiu a marca de 98% da Média de Longo Termo (MLT) representando um aumento de 26 p.p. em relação ao valor observado em 2021, o qual registrou 72% da MLT. A ENA no 4T22 foi de 96% da MLT contra 92% verificado no 4T21.

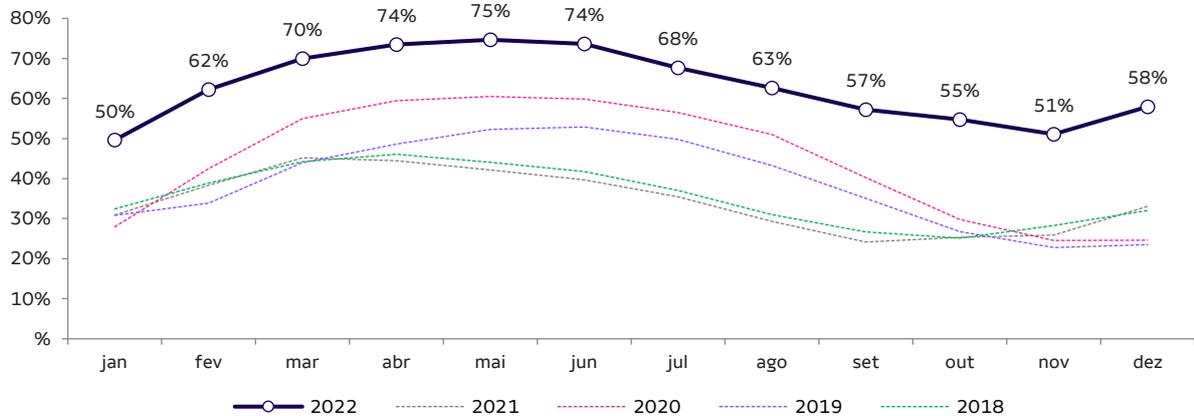
Gráfico 11 - Energia Natural Afluente para o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2018	92%	82%	86%	87%	67%	65%	64%	68%	84%	104%	116%	95%	106%	85%
2019	65%	62%	90%	92%	98%	101%	77%	63%	54%	51%	65%	72%	64%	77%
2020	66%	91%	99%	91%	83%	82%	92%	88%	60%	44%	59%	64%	58%	80%
2021	69%	71%	82%	63%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	90%	96%	92%	72%
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	117%	80%	96%	96%	98%

No final do ano de 2022, os níveis dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) registraram os maiores patamares dos últimos 11 anos, devido às boas afluições e à operação especial no biênio 2021/2022, e que contou com despacho termelétrico acima da ordem de mérito de custo como forma de recuperar os reservatórios em resposta à crise hídrica observada em 2021. O nível do reservatório equivalente do SIN atingiu o patamar de 58% da capacidade máxima ao final de 2022 versus 33% observado no final de 2021. Em decorrência disso, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis ao longo de todo o ano.

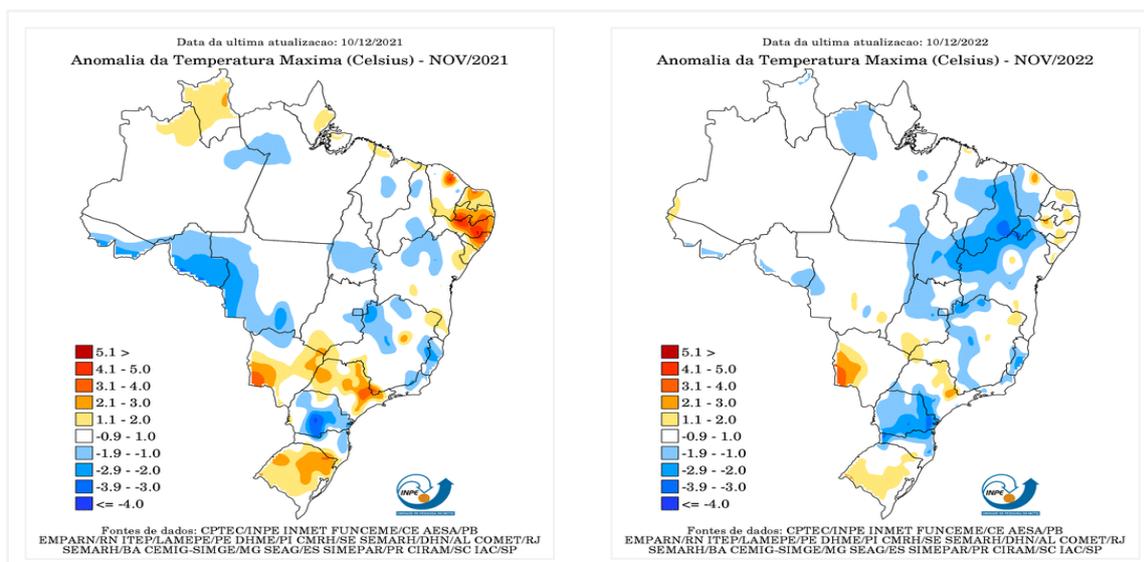
Gráfico 12 - Nível de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



Do ponto de vista do consumo de energia, foi observado um decréscimo de 1% na comparação entre o 4T22 e 4T21 em virtude da observação de temperaturas menos elevadas quando comparadas ao mesmo período do ano passado, especialmente nos meses de novembro e de dezembro.

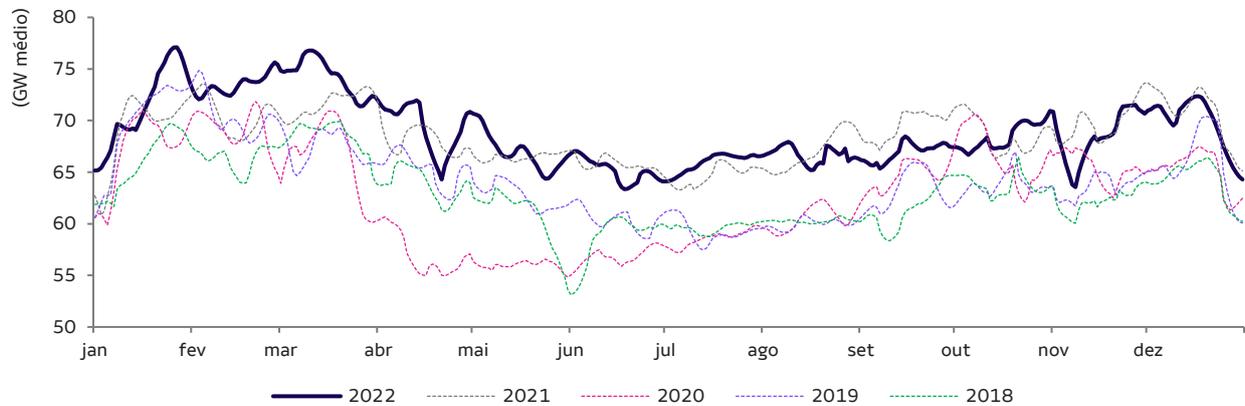
Adicionalmente, a expansão e a boa performance da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) também contribuíram para a redução da carga atendida por despacho centralizado em aproximadamente 2,5 GW médios no 4T22.

Figura 1 – Anomalia da Temperatura Máxima (Graus Celsius)



No acumulado do ano de 2022, o consumo de energia apresentou um crescimento de 0,4%⁽³⁾ em relação a 2021.

Gráfico 13 - Consumo de Energia do SIN (GW médio)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2018	68,6	68,5	70,7	67,5	63,8	63,6	63,6	64,5	65,2	67,4	67,7	67,8	67,7	66,6
2019	73,1	72,0	69,2	68,7	67,0	63,8	63,1	64,0	66,8	69,5	69,4	69,5	69,5	68,0
2020	70,7	71,2	68,7	60,7	60,0	61,7	63,3	64,6	69,3	71,0	69,3	71,1	70,5	66,8
2021	72,3	73,0	72,7	68,9	67,6	66,7	65,4	67,7	70,7	68,8	70,3	70,5	69,8	69,5
2022	72,2	74,3	75,1	70,6	67,6	66,4	67,0	67,9	68,4	70,1	68,9	69,1	69,4	69,8

Como consequência da melhora do cenário hidrológico e das condições de atendimento energético, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) do submercado Sudeste/Centro-Oeste, observado no 4T22, permaneceu em seu valor mínimo regulatório de R\$ 56/MWh. Esse valor é 2,4 vezes inferior ao verificado no mesmo período de 2021 (R\$ 135/MWh). Em 2022, o PLD médio foi de R\$ 59/MWh contra R\$ 280/MWh verificado em 2021.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), o valor médio observado no 4T22 foi de 77% contra 66% verificado no quarto trimestre do ano anterior. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o GSF verificado em 2022 foi de 85%, contra 73% observado em 2021.

⁽³⁾ Segundo informações do ONS disponibilizadas no Programa Mensal de Operação de fevereiro de 2023.

Balanco Energético

O atual portfólio de ativos de geração em operação da Auren é composto por empreendimentos que somam 1.581 MW médios⁽⁴⁾ de garantia física, já incluindo a parcela garantia física dos parques eólicos de Ventos do Piauí II e III.

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 entram em vigor a partir de 01 de janeiro de 2023. Das usinas hidrelétricas que a Auren possui controle ou participação, apenas a garantia física da UHE Porto Primavera não foi revisada, dado que a assinatura do atual contrato de concessão ocorreu há menos de 5 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 da subestação coletora, o parque eólico Ventos do Araripe III apresentou limitação da geração em 2020 e em 2021. Nesse sentido, o complexo teve suas garantias físicas reduzidas 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. Mais informações sobre as revisões podem ser encontradas na seção “Temas Regulatórios”.

Por meio das investidas CBA Energia e Pollarix, foi exercido o direito de preferência na compra da participação da CEEE-G na UHE Campos Novos em decorrência do processo de privatização e de alienação de controle da estatal gaúcha. O investimento resultou em um aumento da participação de garantia física no ativo equivalente a 6,3 MW médios na CBA Energia e 5,5 MW médios na Pollarix. Considerando a participação econômica nas empresas, o acréscimo equivalente para a Auren foi de 8,3 MW médios.

A venda da energia 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 de Ventos do Piauí I e de 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.

⁽⁴⁾ 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

Energia (MW médio)	2023	2024	2025	2026	2027
Garantia Física Bruta ^(*)	1.581	1.665	1.748	1.748	1.748
Compras para Revenda	1.614	1.227	961	825	654
Recursos Totais (a)	3.195	2.892	2.709	2.573	2.403
Contratos ACR (b)	493	493	493	493	493
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	148	148	148	148
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	82	82	82	82
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	93	93	93	93
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	15	15	15	15
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	103	103	103	103
6º LER - Ventos do Araripe III	52	52	52	52	52
Vendas no ACL (c)	2.591	2.201	1.954	1.375	1.020
Requisitos Totais (d) = (b) + (c)	3.084	2.694	2.447	1.868	1.513
Balanço (e) = (a) - (d)	111	198	262	705	890

^(*) Os valores consideram: (i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e Complexos Eólicos); (ii) a quantidade de garantia física equivalente à participação da Auren nos demais ativos; (iii) 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; (iv) não considera a UHE Paraibuna.

Contratos ACR (b)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido Dez/22 (R\$/MWh) ^(*)	Preço Líquido PIS/COFINS/ P&D (R\$/MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	116,0	01/12/05	291,5	260,1
2º LEN - UHE Porto Primavera	125,0	01/06/06	309,4	275,8
22º LEN - Ventos do Piauí I	190,0	21/08/15	267,5	257,7
20º LEN - Ventos do Araripe III	145,0	01/11/14	220,2	212,2
18º LEN - Ventos do Araripe III	127,0	01/12/13	203,3	195,9
6º LER - Ventos do Araripe III	143,0	01/10/14	238,7	219,8

^(*) Data-base dos preços: 01 de janeiro de 2023.

Preço Médio de Venda dos Ativos de Geração (R\$/MWh) ^(*)	2023	2024	2025	2026	2027
Portfólio	234	220	222	227	240
ACR	271	271	271	271	271
ACL	210	183	181	168	167

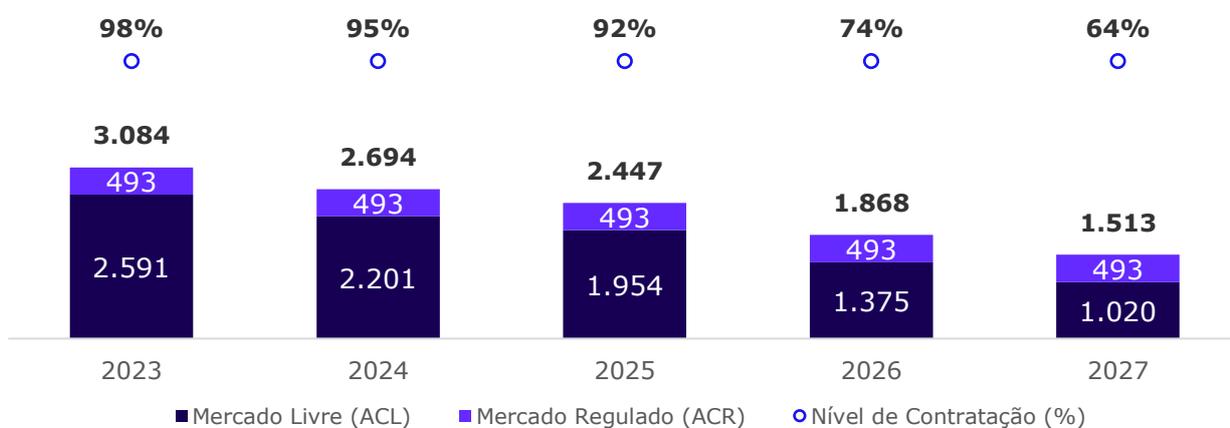
^(*) Preços em moeda constante com data-base em 31 de dezembro de 2022. O Preço Médio de Venda dos Ativos de Geração considera o preço bruto contratual dos ativos próprios, excluindo os preços de energia transacionados no segmento Comercialização.

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\$ 14,32/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

O portfólio total, considerando os segmentos de Geração e de Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 3,1 GW médios para o ano de 2023, quantidade duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

Conforme divulgado nos resultados do 3T22, a Auren, visando antecipadamente um cenário de queda de preços, em virtude da boa evolução 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 risco hidrológico (GSF).

Gráfico 13 - Perfil de Contratação do Portfólio Consolidado (Geração e Comercialização) ⁽⁵⁾ (MW médio)



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 implantações foram aprovadas 3T22 e as 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%.

⁽⁵⁾ 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.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro aqui apresentado, no período compreendido entre o 1T21 e 1T22, reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se a referida combinação tivesse acontecido em 01 de janeiro de 2021⁽⁶⁾. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

Tabela 10 – Destaques Financeiros

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
Receita Líquida	1.484,9	1.872,1	-20,7%	5.754,6	6.477,4	-11,2%
Lucro Bruto	255,9	189,6	34,9%	1.153,3	1.441,8	-20,0%
Margem Bruta	17,2%	10,1%	7 p.p.	20,0%	22,3%	-2 p.p.
EBITDA	760,8	303,6	150,6%	1.864,8	1.878,7	-0,7%
Repactuação do Risco Hidrológico	-	-	-	-	(782,0)	-100,0%
Reversão de <i>Impairment</i>	(230,9)	(50,9)	353,4%	(230,9)	248,5	N.M.
Reversão de Provisão para Litígios	(136,7)	24,9	N.M.	(59,5)	(425,7)	-86,0%
Dividendos Recebidos	127,6	50,6	152,4%	235,0	131,1	79,3%
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	-	-	-	(20,1)	-	N.M.
Baixa de Depósitos Judiciais	-	15,9	-100,0%	2,5	60,3	-95,9%
EBITDA Ajustado	520,8	344,1	51,3%	1.791,7	1.110,9	61,3%
Margem EBITDA Ajustada	35,1%	18,4%	17 p.p.	31,1%	17,2%	14 p.p.
Resultado Financeiro	2.067,2	(210,3)	N.M.	(1.660,3)	773,2	N.M.
Lucro Líquido	2.453,1	42,0	5.743,2%	2.675,7	420,3	536,5%

Receita Líquida

A receita operacional líquida do 4T22 totalizou R\$1.485 milhões, uma redução de 21% em relação aos R\$1.872 milhões no 4T21, resultado de:

- (a) Geração Hidrelétrica:** aumento de R\$46 milhões ou 12% em relação ao 4T21, devido ao reajuste dos contratos por inflação e ao encerramento dos instrumentos financeiros derivativos em moeda estrangeira em dezembro de 2021;
- (b) Geração Eólica:** crescimento de R\$23 milhões ou 18% em relação ao 4T21, explicado, principalmente, pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, além de reajuste dos contratos por inflação;

⁽⁶⁾ Os resultados consolidados, proforma, não auditados, de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação, bem como na planilha interativa disponível no *website*.

(c) Comercialização: redução de 19% ou R\$282 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada por volume 17% inferior ao transacionado no 4T21 (1.433 MW médios no 4T22 versus 1.733 MW médios no 4T21) e por menores preços observados no mercado (R\$199/MWh no 4T22 versus R\$255/MWh no 4T21), totalizando R\$1.181 milhões no 4T22 versus R\$1.463 milhões no 4T21; e

(d) Eliminações: redução de R\$174 milhões em relação ao 4T21, explicado, principalmente, pelo aumento do 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 14 - Evolução da Receita Líquida do 4T22 versus 4T21 (R\$ milhões)



A Demonstração do Resultado do Exercício com o detalhamento da composição da Receita Líquida por segmento no trimestre e no período acumulado está disponível na seção “Anexos” desse documento.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas⁽⁷⁾ operacionais totalizaram R\$897 milhões no 4T22, uma redução de 48% em relação aos R\$1.728 no 4T21, explicada por:

(a) Custos com Compra de Energia: redução de R\$492 milhões, ou -34% (R\$949 milhões no 4T22 versus R\$1.441 milhões no 4T21), decorrente de:

- **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$6 milhões em energia comprada para equacionamento do balanço energético, devido aos

⁽⁷⁾ Esse total inclui Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação e Receitas (Despesas) Operacionais Líquidas.

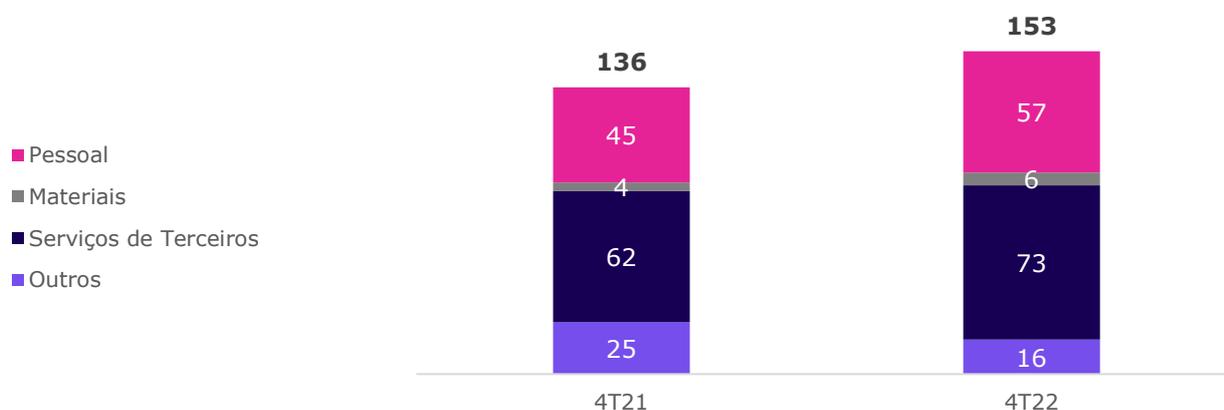
menores preços médios praticados e, principalmente, devido ao melhor GSF no período (77% no 4T22 versus 66% no 4T21);

- **Geração Eólica:** aumento de 19% (R\$0,4 milhão), devido à entrada parcial em operação de Ventos do Piauí II e III;
 - **Comercialização:** redução de R\$313 milhões, totalizando R\$1.141 milhões no 4T22 versus R\$1.454 milhões no 4T21, em decorrência de menores volumes e preços de mercado; e
 - **Eliminações *Intercompany*:** aumento de R\$174 milhões em eliminações no 4T22, devido ao incremento do volume de energia comercializada referente às operações *intercompany*. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento.
- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** aumento de R\$14 milhões ou 25% em relação ao 4T21, explicado pela atualização das tarifas TUST e TUSDg no segmento de Geração Hidrelétrica, representando um aumento do custo em R\$6 milhões no trimestre, e da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III, que resultou em um incremento de R\$7 milhões nos encargos do segmento de Geração Eólica no trimestre;
- (c) Custos e Despesas com PMSO⁽⁸⁾:** aumento de 13% ou R\$17 milhões na comparação entre os períodos (R\$153 milhões no 4T22 versus R\$136 milhões no 4T21), explicado por:
- **Pessoal (P):** aumento de R\$12 milhões (R\$57 milhões no 4T22 versus R\$45 milhões no 4T21), ainda 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*, além de efeitos não recorrentes relacionados a maiores despesas com remuneração variável;
 - **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$13 milhões (R\$79 milhões no 4T22 versus R\$66 milhões no 4T21), principalmente explicado por reajustes nos contratos de manutenção dos aerogeradores dos parques eólicos operantes e pela entrada em manutenção dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, somados às despesas com avaliação de novas oportunidades de investimento, em linha com a estratégia de crescimento da Companhia; e
 - **Outras Despesas (O):** redução de R\$8 milhões em relação ao 4T21 (R\$16 milhões no 4T22 versus R\$24 milhões no 4T21), referente a

⁽⁸⁾ 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.

devoluções de adiantamento de custos com os planos de saúde Vivest e a receitas de depósitos, parcialmente compensados por R\$4 milhões de despesas não recorrentes relacionadas a gastos corporativos e no segmento de comercialização.

Gráfico 15 – Despesas com PMSO (R\$ milhões)



(d) Outras receitas e despesas operacionais:

- **Reversão de Provisão de *Impairment* de Ativo Imobilizado:** efeito positivo de R\$231 milhões no 4T22 referente à teste de *impairment* na UHE Porto Primavera (versus R\$51 milhões no 4T21);
- **Reversão de Provisão para Litígios:** a Companhia registrou reversão de provisão de R\$137 milhões no 4T22, versus provisão de R\$41 milhões no 4T21, o que resultou em um efeito positivo no lucro líquido do trimestre; e
- **Recebimento de Indenização de Seguros:** receita de R\$93 milhões no 4T22 (em comparação a R\$46 milhões no 4T21) referentes à indenização dos lucros cessantes do sinistro de Ventos do Araripe III, ocorrido em 2021.

EBITDA Ajustado

Tabela 11 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
EBITDA	760,8	303,6	150,6%	1.864,8	1.878,7	-0,7%
Repactuação do Risco Hidrológico	-	-	-	-	(782,0)	-100,0%
Reversão de <i>Impairment</i> de Ativo Imobilizado	(230,9)	(50,9)	353,4%	(230,9)	248,5	N.M.
Reversão de Provisão para Litígios	(136,7)	24,9	N.M.	(59,5)	(425,7)	-86,0%
Dividendos Recebidos	127,6	50,6	152,4%	235,0	131,1	79,3%
Baixa de Depósitos Judiciais	-	15,9	-100,0%	2,5	60,3	-95,9%
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	-	-	-	(20,1)	-	-
EBITDA Ajustado	520,8	344,1	51,3%	1.791,7	1.110,9	61,3%
Margem EBITDA Ajustada	35,1%	18,4%	17 p.p.	31,1%	17,2%	14 p.p.

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R\$521 milhões no 4T22, com margem de 35%, um aumento de 51% ou R\$177 milhões em relação ao 4T21. A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) Geração Hidrelétrica:** crescimento de 62% ou R\$146 milhões no EBITDA Ajustado do período, totalizando R\$382 milhões no 4T22 versus R\$236 milhões no 4T21, principalmente explicado por:
- Incremento de R\$63 milhões na margem de energia, devido à atualização dos contratos de venda de energia e a uma melhor performance na equalização do balanço energético, refletida pela melhora do cenário hídrico em relação ao 4T21; e
 - Aumento de R\$77 milhões de dividendos recebidos em relação ao 4T21, em função de melhor resultado operacional das empresas investidas.
- (b) Geração Eólica:** aumento de R\$92 milhões, perfazendo um EBITDA Ajustado de R\$187 milhões no 4T22 versus R\$94 milhões no 4T21, resultado da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e ao recebimento da indenização por lucro cessante de R\$93 milhões, referente ao sinistro de Ventos do Araripe III;
- (c) Comercialização:** aumento de R\$31 milhões na margem de comercialização de energia, R\$40 milhões no 4T22 versus R\$9 milhões no 4T21, compensado pelo efeito negativo de R\$23 milhões da marcação a mercado das posições em *trading* de energia no trimestre. Esse efeito positivo desconsidera R\$97 milhões de marcação a mercado dos contratos

intercompany. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento; e

- (d) **Holding e Pipeline**: resultado negativo de R\$35 milhões no 4T22, em virtude de despesas com pessoal, relacionadas à reestruturação dos times operacionais, e serviços relacionados à avaliação de novas oportunidades de investimento.

Gráfico 16 – Evolução do EBITDA Ajustado de 4T22 versus 4T21 (R\$ milhões)⁽⁹⁾



Tabela 12 – EBITDA Ajustado por segmento

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. (%)	2022	2021	Var. (%)
Geração Hidrelétrica	381,9	236,1	61,8%	1.287,1	970,2	32,7%
Geração Eólica	186,8	94,4	97,9%	475,2	213,8	122,3%
Comercialização	84,9	(11,8)	N.M.	602,9	(55,2)	N.M.
Holdings e Pipeline	(35,1)	25,4	N.M.	(134,8)	368,8	N.M.
Eliminações	(97,7)	-	-	(438,6)	(386,7)	13,4%
EBITDA Ajustado	520,8	344,1	51,3%	1.791,7	1.110,9	61,3%
Margem EBITDA Ajustada	35,1%	18,4%	17 p.p.	31,1%	17,2%	14 p.p.

⁽⁹⁾ A evolução do EBITDA Ajustado demonstrada no Gráfico 16 considera Eliminações de R\$98 milhões no segmento de Comercialização.

Resultado Financeiro

Tabela 13 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. %	2022	2021	Var. %
Receitas Financeiras	2.536,2	37,1	6731,1%	2.841,9	109,5	2494,8%
Despesas Financeiras	(469,0)	(247,5)	89,5%	(1.181,6)	(882,8)	33,8%
Encargos de Dívidas	(112,7)	(78,8)	42,9%	(315,0)	(243,9)	29,1%
Atualização Monetária	(31,3)	(84,5)	-63,0%	(177,9)	(221,2)	-19,6%
Atualização Monetária sobre Provisões para Litígios	(3,2)	(22,2)	-85,6%	(97,1)	(167,6)	-42,1%
Ajuste a valor presente sobre ativos indenizáveis pela União	(231,8)	-	N.M.	(231,8)	-	N.M.
Baixa de Depósitos Judiciais	-	(7,1)	-100,0%	(2,5)	(14,9)	-83,2%
Atualização do Saldo de Benefícios Pós-Emprego	(41,8)	(39,5)	5,8%	(159,9)	(158,1)	1,1%
Resilição Contratual Bancária	-	-		(28,0)	-	N.M.
Encargos sobre Operações de Desconto	(12,0)	(8,0)	50,0%	(48,5)	(18,3)	164,9%
Outras Despesas Financeiras, Líquidas	(36,1)	(7,3)	394,9%	(121,0)	(58,8)	105,9%
Resultado Financeiro Líquido	2.067,2	(210,3)	N.M.	1.660,3	(773,3)	N.M.

No 4T22, o resultado financeiro líquido foi de R\$2.067 milhões, versus uma despesa de R\$210 milhões no 4T21, em virtude dos efeitos de contabilização do acordo judicial da indenização da UHE Três Irmãos. Os principais efeitos no resultado financeiro estão descritos a seguir:

- (a) Receita financeira:** a receita financeira do trimestre é impactada positivamente pela atualização monetária da indenização da UHE Três Irmãos, desde a data que foi entregue a concessão, em 15 de junho de 2012, até a data do acordo judicial, em 07 de dezembro de 2022, o que resultou em um efeito de R\$2,4 bilhões. Adicionalmente, o incremento de R\$77 milhões é explicado majoritariamente pelo maior volume de caixa aplicado no período e pela alta do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) médio em relação ao 4T21;
- (b) Encargos de dívidas:** aumento de R\$34 milhões em relação ao 4T21, devido ao maior endividamento bruto, que totalizou R\$5,9 bilhões no 4T22, versus R\$4,7 bilhões no 4T21, além do encerramento da capitalização do projeto Ventos do Piauí II e III, que entrou 100% em operação comercial no trimestre; e
- (c) Ajuste a valor presente sobre ativos indenizáveis pela União:** a contabilização do ajuste a valor presente referente à indenização da UHE Três Irmãos resultou em uma despesa financeira de R\$232 milhões no 4T22, calculado com base na taxa estimada de CDI +1,70%.

Lucro Líquido

Tabela 14 – Lucro Líquido Consolidado

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. %	2022	2021	Var. %
EBITDA	760,8	303,6	150,6%	1.864,8	1.878,7	-0,7%
Depreciação e Amortização	(172,5)	(159,2)	8,3%	(615,9)	(598,9)	2,8%
Resultado Financeiro	2.067,2	(210,3)	N.M.	1.660,3	(773,2)	N.M.
IR/CS	(251,3)	23,9	N.M.	(368,7)	(252,0)	46,3%
Equivalência Patrimonial	49,0	84,0	-41,7%	135,3	165,8	-18,4%
Lucro Líquido	2.453,1	42,0	5743,2%	2.675,7	420,3	536,6%

O lucro líquido no 4T22 totalizou R\$2,45 bilhões, versus R\$42 milhões no 4T21, resultado de:

- (a) EBITDA:** o EBITDA consolidado (pré-ajustes) totalizou R\$761 milhões no 4T22, uma melhora de R\$457 milhões em relação aos R\$304 milhões registrados no 4T21, considerando os efeitos não-recorrentes de reversões de provisões de *impairment* e de litígios;
- (b) Resultado financeiro:** resultado positivo de R\$2,1 bilhões no 4T22 versus um resultado financeiro líquido negativo de R\$210 milhões no 4T21, explicado pelo efeito da indenização da UHE Três Irmãos, que decorreu em um efeito líquido de R\$2,0 bilhões no trimestre, adicionalmente a uma maior posição de caixa e a menor atualização monetária, devido à deflação do período, resultando em melhora na receita financeira quando comparada ao 4T21.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 4T22, era de R\$5,9 bilhões em comparação aos R\$4,7 bilhões no 4T21.

A posição de caixa e equivalentes ao final do 4T22 era de R\$3,4 bilhões versus R\$1,9 bilhão no mesmo período do ano passado. Esse saldo reflete, principalmente: (i) o aporte de R\$1,5 bilhão recebido do acionista controlador CPP Investments, em fevereiro de 2022, no contexto da reorganização societária; (ii) a emissão de debêntures no valor de R\$300 milhões, em dezembro de 2021, para investimentos e reforço de caixa e (iii) geração corrente de caixa.

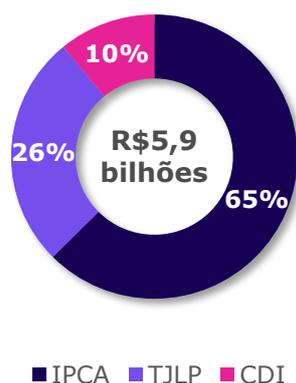
Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, no encerramento do 4T22, era de R\$2,5 bilhões, com prazo médio de 7,2 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 11,2% a.a. (IPCA + 4,6% a.a. ou CDI -1,2% a.a.).

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 4T22 em 1,4x versus 2,6x no 4T21.

Gráfico 17 – Cronograma de Amortização da Dívida Bruta (R\$ milhões)



Gráfico 18 – Dívida Bruta por Indexador (%)



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, suas subsidiárias e seus instrumentos de dívida.

Fluxo de Caixa Livre

Tabela 15 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	4T22	4T21	Var. %	2022	2021	Var. %
EBITDA Ajustado	520,8	344,1	51,3%	1.791,7	1.110,9	61,3%
IR/CS Caixa	(22,7)	(3,4)	559,1%	(68,4)	(66,6)	2,7%
Capital de Giro	(63,7)	(54,7)	16,5%	(223,0)	264,6	N.M.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(6,4)	(3,6)	75,8%	(14,2)	(8,2)	72,9%
Fluxo de Caixa Operacional	428,0	282,3	51,6%	1.486,1	1.300,7	14,3%
Serviço de Dívida	(54,7)	(42,1)	29,9%	(266,4)	(221,2)	20,5%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	373,3	240,2	55,4%	1.219,6	1.079,5	13,0%
CAPEX Projetos	(91,4)	(302,8)	-69,8%	(1.504,2)	(698,8)	115,3%
Pagamento de Litígio	(59,6)	(42,6)	40,0%	(181,5)	(118,1)	53,7%
Captações	129,2	300,0	-56,9%	1.032,2	838,9	23,0%
Amortizações	(101,1)	(25,1)	302,8%	(180,1)	(105,0)	71,5%
Aumento de Capital Social	-	22,9	-100,0%	1.500,0	22,9	6463,7%
Migração Vivest	-	-	-	(306,0)	-	-
Recompra de Ações (ADR CESP)	-	-	-	-	(3,3)	-100,0%
Dividendos	-	(70,0)	-100,0%	(100,0)	(672,4)	-85,1%
Fluxo de Caixa Livre	250,3	122,6	104,2%	1.480,0	343,7	330,6%

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

- **EBITDA Ajustado:** melhora de 51% ou R\$177 milhões no EBITDA Ajustado consolidado do 4T22, totalizando R\$521 milhões, com expansão de 17 p.p. na margem EBITDA Ajustada, de 35% no 4T22 versus 18% no 4T21;
- **Capital de Giro:** aumento de 16,5% no 4T22 (R\$64 milhões no 4T22 versus R\$55 milhões no 4T21), explicado, principalmente, por:
 - Pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (Vivest) no valor de R\$13 milhões no 4T22, sendo que esse efeito não transita pelo resultado;
 - Variação negativa da marcação a mercado da atividade de comercialização de R\$85 milhões entre os trimestres, sendo esse um efeito não-caixa;
 - Desembolsos relacionados ao Centro de Operações, que totalizaram R\$13 milhões no 4T22; e
 - Efeito positivo não-caixa das provisões para ressarcimento das usinas eólicas de R\$34 milhões no 4T22.

- **CAPEX de Projetos:** redução de R\$211 milhões em relação ao 4T21, principalmente, em virtude da finalização do projeto eólico Ventos do Piauí II e III, totalizando R\$91 milhões no 4T22 versus R\$303 milhões no 4T21.

Evento Subsequente

Distribuição de Dividendos

O Conselho de Administração aprovou, nesta data, a proposta da administração relativa à destinação do resultado do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 a ser submetida à Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, que inclui proposta de distribuição de dividendos no montante total de R\$1,5 bilhão, o que corresponde a R\$1,50 por ação.

A Companhia informa que, ao longo deste exercício social, será avaliada a adequação de distribuição de dividendos adicionais, no mesmo montante dos dividendos propostos nesta data para aprovação da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, conforme acima mencionado. A eventual distribuição de dividendos adicionais estará sujeita às adequadas condições financeiras da Companhia e outros fatores que possam ter efeitos ou impactos em relação aos seus negócios, bem como dependerá das aprovações societárias pertinentes.

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\$1,2 bilhão com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Do 3T22 para o 4T22, houve uma redução de R\$326 milhões no contencioso passivo total. Desse montante, R\$234 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 19 - Perfil do Contencioso Passivo (% Total)¹⁵

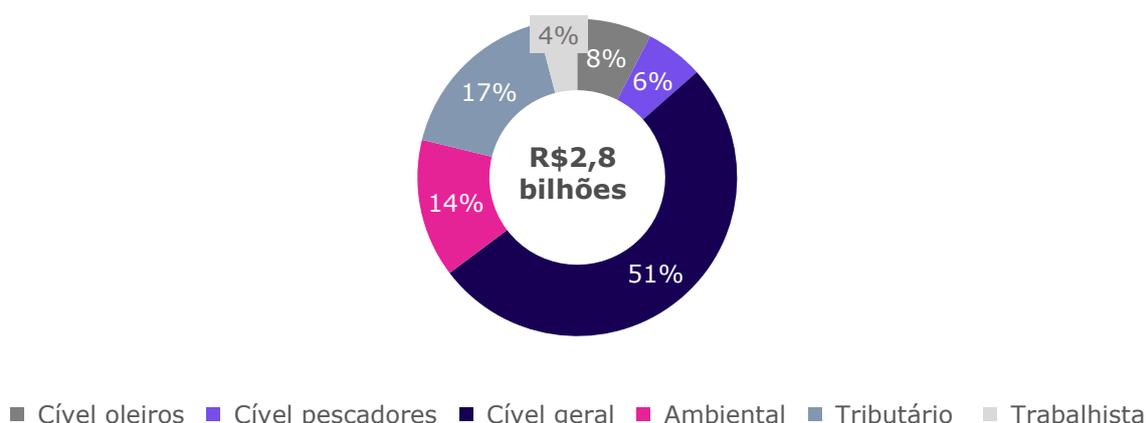
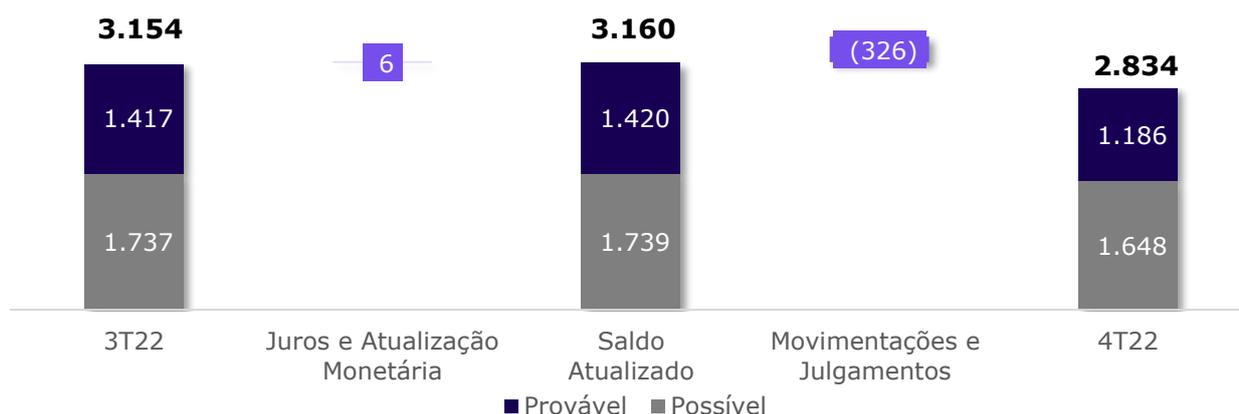


Gráfico 20 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo ⁽¹⁰⁾ (R\$ milhões)



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.

Vale acrescentar que, ao final do 4T22, a Companhia chegou a uma redução significativa do passivo contencioso, comparada ao saldo que prevalecia há quatro anos, no momento de privatização da CESP, responsável pela quase totalidade do contencioso aqui apreciado. Desde então, o saldo do contencioso passivo provável e possível foi reduzido em 33% em termos nominais e 54% em termos reais.

Atualmente, esse passivo contencioso está significativamente mais pulverizado com relação aos quatro anos anteriores, onde nenhuma ação judicial isolada representa mais

⁽¹⁰⁾ 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.

que 10% do contencioso passivo provável e possível e as 10 maiores ações judiciais representam 53% do total desse mesmo passivo contencioso provável e possível.

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

Conforme mencionado na seção “Desempenho Financeiro”, a contabilização do Acordo gerou um lucro líquido positivo de R\$2,0 bilhões no 4T22.

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.

Plano de Pensão - Vivest

Como anteriormente divulgado, a partir de 2020 houve um aumento do déficit nos planos de benefícios previdenciários com renda vitalícia, contratados pela CESP junto à Vivest, principalmente em virtude da alta do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) quando comparado ao Índice Nacional de Preços Consumidor Amplo (IPCA), juntamente a um cenário econômico desfavorável.

Nesse cenário, a Companhia definiu uma estratégia de mitigação desse risco atuarial relacionada aos planos de previdência complementar com renda vitalícia. Entre as principais frentes de atuação, o lançamento do plano de migração voluntária possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão - PSAP) a transferência do seu patrimônio para um plano de Contribuição Definida (CD).

A migração, executada em 01 de julho de 2022, resultou na liquidação, pela CESP, do valor de R\$306 milhões em agosto de 2022, referente ao pagamento do déficit migrado, encerrando essa etapa do processo de mitigação do risco atuarial. Com isso, a parcela de participantes migrada deixou de ter seus benefícios vinculados à renda vitalícia e, portanto, não impactará potenciais déficits atuariais futuros da Companhia.

Os valores dos compromissos atuariais apresentados nas Demonstrações Financeiras da Companhia são calculados conforme previsto no pronunciamento técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis 33 (R) / IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33).

De acordo com o CPC 33, a migração resultou em uma redução do passivo atuarial líquido de R\$326 milhões, correspondente à parcela do saldo devedor que foi transferida para o plano CD, que comparado aos R\$306 milhões pagos referentes ao déficit migrado, resultam em um ganho de R\$21 milhões, reconhecido no 3T22 como Outras Receitas Operacionais e seus respectivos efeitos tributários.

Ao final de 2022, segundo o CPC 33, houve uma redução no déficit atuarial de R\$522 mil quando comparado ao final de 2021, principalmente pela liquidação de R\$306 milhões referente ao déficit migrado e pelo aumento na taxa de desconto do passivo (NTN-B) de 5,21% em 2021 para 6,20% em 2022, conforme Tabela 16 abaixo.

Tabela 16 – Cálculo do déficit atuarial pela metodologia CPC33

(R\$ milhões, exceto onde indicado)	2022	2021	Var. %
Valor Presente das Obrigações	(6.212,7)	(7.897,3)	-21,3%
Valor Justo dos Ativos	4.948,8	6.111,8	-19,0%
Déficit⁽¹¹⁾	(1.263,9)	(1.785,5)	-29,2%
Taxa Real de Desconto ⁽¹²⁾	6,20%	5,21%	1,0 p.p.

Em adição à avaliação contábil, os compromissos atuariais relacionados ao plano PSAP também são calculados pela Vivest adotando a metodologia definida pela PREVIC. A metodologia utilizada pela PREVIC é responsável pelo cálculo da posição atuarial regulatória e, portanto, define, eventuais necessidades de aportes de caixa pela CESP, caso se configurem posições deficitárias. A metodologia PREVIC não impacta diretamente o Resultado, apenas o plano de equacionamento do déficit.

O plano de equacionamento impacta as rubricas de Caixa e de Benefício Pós-Emprego, no Passivo Não-circulante, 12 meses após o cálculo do déficit. O pagamento do plano é realizado mensalmente. Em relação ao déficit apurado em 31/12/2022, os cálculos de equacionamento serão realizados ao longo de 2023, com eventuais impactos a partir de 2024.

A redução no déficit atuarial em 2022 de R\$51 mil de acordo com a metodologia PREVIC, refere-se principalmente à liquidação de R\$306 milhões referente ao déficit migrado, compensado pela redução na taxa de desconto do passivo de 4,88% em 2021 para 4,83% em 2022, bem como pela performance dos investimentos do plano inferiores a meta atuarial, observado em 2022. Vale ressaltar que a definição da metodologia da taxa de desconto do passivo pela metodologia PREVIC segue um critério diferente daquele definido pela metodologia do CPC 33, conforme mencionado na Tabela 18 abaixo.

⁽¹¹⁾ Valor é apresentado líquido na linha de Benefícios pós-emprego no Passivo Não Circulante.

⁽¹²⁾ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base em negócios praticados no mercado financeiro para papéis de primeira linha. Por falta de título com este perfil, é estabelecido como base os títulos públicos de longo prazo ligados à inflação, especificamente as NTN-Bs que estão ligadas ao índice de inflação IPCA. A taxa utilizada é a da data da avaliação (31/dez), alinhadas com o prazo médio dos planos apurado.

Tabela 17 – Cálculo do déficit atuarial pela metodologia PREVIC

(R\$ milhões, exceto onde indicado)	2022	2021	Var. (%)
Valor Presente das Obrigações	(6.755,1)	(8.044,9)	-16,0%
Operações Contratadas	(1.259,1)	(589,2)	113,7%
Valor Justo dos Ativos	6.213,8	6.795,7	-8,6%
Déficit apurado 100% Plano	(1.901,3)	(1.873,5)	1,5%
Déficit apurado Patrocinadora CESP ⁽¹³⁾	(1.710,4)	(1.720,2)	-0,6%
Taxa Real de Desconto ¹⁴	4,83%	4,88%	-0,1 p.p

Metodologias de Cálculo dos Compromissos Atuariais

Com base nas metodologias⁽¹⁵⁾ definidas na política contábil dos fundos de pensão no Brasil, apresentaremos um breve comparativo entre as metodologias acima apresentadas:

Tabela 18 - Resumo das Metodologias dos Fundos de Pensão no Brasil

	CPC 33	PREVIC
Metodologia de cálculo do Passivo Atuarial	Método atuarial Crédito Unitário Projetado para apurar o valor presente da obrigação do plano.	Método atuarial Agregado para apurar o valor presente da obrigação do plano.
Metodologia de definição da Taxa de Desconto	Taxa definida com base nos títulos de longo prazo (NTN-B) posicionados em 31/12/2022.	Taxa definida com base no corredor instituído pela PREVIC na Portaria PREVIC nº 337/2020.

⁽¹³⁾ O valor de responsabilidade da patrocinadora CESP corresponde a parcela de obrigação da Companhia em eventuais necessidades de aportes (saída de caixa).

⁽¹⁴⁾ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base na Portaria PREVIC nº228/2021. A taxa de desconto calculada para o ano será a nova meta atuarial para o ano subsequente, ou seja, os 4,88% será a meta atuarial para 2022, impactando a atualização dos benefícios concedidos para o ano e, respectivamente, os 4,83% serão a meta atuarial válida para 2023.

⁽¹⁵⁾ Portarias PREVIC: 31/12/2020: Portaria PREVIC nº 337/2020; 31/12/2021: Portaria PREVIC nº 228/2021.

Revisão de Garantia Física das Usinas Hidrelétricas da Auren

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria MME No. 709/2022, definiu, no âmbito do processo de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, os novos valores de garantia física que entraram em vigor em 01 de janeiro de 2023.

Conforme previsto, a garantia física da UHE Porto Primavera não foi revisada por ter sido definida há menos de cinco anos, quando da assinatura do atual contrato de concessão em virtude do processo de privatização da CESP ocorrido em 18 de outubro de 2018. Segundo a legislação vigente, a próxima revisão de garantia física da UHE Porto Primavera deverá ocorrer no próximo processo de revisão ordinária, previsto para 2027, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2028.

Conforme mencionado no Tabela 19 abaixo, houve revisão de garantia física em sete usinas hidrelétricas nas quais a Auren detém participação, sendo que, em termos líquidos, consolidado, houve uma redução de 4,2 MW médios a partir de janeiro de 2023 na garantia física atribuída indiretamente à Auren.

Tabela 19 – Comparação entre a Garantia Física vigente (2022) e revisada (2023) dos ativos hidrelétricos

Usina Hidrelétrica	Participação Indireta da Auren	Garantia Física 2022 (MW médio)	Garantia Física 2023 (MW médio)	Variação (MW médio)	Variação (%)	Participação Auren (MW médio)
Picada	71,4%	30,8	29,6	-1,2	-3,9%	-0,9
Igarapava	17,1%	134,2	127,5	-6,7	-5,0%	-1,1
Amador Aguiar I	9,0%	154,4	146,7	-7,7	-5,0%	-0,7
Amador Aguiar II	9,0%	131,7	125,2	-6,5	-4,9%	-0,6
Barra Grande	10,3%	372,8	356,0	-16,8	-4,5%	-1,7
Campos Novos	33,5%	379,7	382,2	2,5	0,7%	0,8
Machadinho (*)	3,4%	547,1	519,8	-27,3	-5,0%	-
Total	-	1.750,7	1.687,0	-63,7	-3,6%	-4,2

(*) No caso de Machadinho, a Companhia não é impactada pela revisão da garantia física devido ao acordo celebrado entre os consorciados.

Com relação às usinas eólicas, o MME publicou, por meio da Portaria nº 1.830/SPE/MME/2022, os montantes revisados das garantias. A metodologia de revisão, prevista na Portaria MME nº 416/2015, estabelece que seja realizada, anualmente, 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). Caso a geração média seja inferior a 90% ou superior a 105% da garantia física vigente, o valor da garantia física é ajustado para o valor da geração verificada. Nesse sentido, de acordo com a metodologia indicada, as usinas do complexo Ventos do

Piauí I não sofreram alteração de garantia física, pois performaram dentro dos limites estabelecidos pela Portaria.

No entanto, as usinas do complexo Ventos do Araripe III sofreram ajustes em suas garantias físicas resultando na redução de 15%, em virtude de restrições de produção observadas durante o período de reparo dos transformadores da subestação coletora após os incidentes ocorridos em 2020 e em 2021. Importante mencionar que ambos os incidentes foram cobertos pela apólice de seguros da Companhia resultando em ressarcimentos por conta de lucros cessantes.

Considerando a periodicidade anual da revisão e a normalização da geração, no tempo, a garantia física tenderá a retornar ao patamar anterior. A redução da garantia física não altera os contratos regulados, portanto não há impacto na receita do complexo eólico.

Tabela 20 – Comparação entre a Garantia Física vigente (2022) e revisada (2023) de Ventos do Araripe III

Complexo Eólico	Participação Auren	Garantia Física 2022 (MW médio)	Garantia Física 2023 (MW médio)	Variação (MW médio)	Variação (%)	Participação Auren (MW médio)
Ventos do Araripe III	100%	178,5	151,1	-27,4	-15,4%	-27,4

Consulta Pública MME nº 145 - Serviços Ancilares

O MME colocou em consulta pública, para a devida reflexão da sociedade, questionamentos acerca dos aperfeiçoamentos necessários sobre o desenho regulatório e de mercado referente à prestação de serviços ancilares. Atualmente esses serviços são oferecidos por alguns geradores de energia e realizados sem remuneração (como no caso de controle de frequência primária) ou com o ressarcimento parcial dos custos envolvidos (como no caso controle de frequência secundária), não proporcionando os incentivos necessários para promover o interesse de outros agentes na prestação dessas atividades.

Esse tema se torna particularmente importante para o sistema devido a contínua alteração do perfil da matriz energética nacional, que requererá a ampliação da oferta de prestação desses serviços. Algumas medidas poderiam contribuir para a ampliação desta oferta: como o estabelecimento de um mercado competitivo, em que a remuneração pudesse ser adequadamente ajustada, bem como permitir a participação de outras fontes de geração, como fotovoltaica e eólica, para o oferecimento de suporte reativos para controle de tensão.

A Auren permanece acompanhando o tema para aproveitar novas oportunidades de prestação de serviços através de seus ativos de geração.

Acesso ao Sistema de Transmissão

O cenário de expansão da geração apresentou nos últimos anos uma grande mudança de comportamento, reflexo em grande parte do fim do desconto no fio que teve como uma de suas consequências a chamada “corrida das outorgas” de empreendedores que buscavam viabilizar seus projetos com o desconto tarifário dentro do prazo estipulado na Lei nº 14.120/2021.

De acordo com estimativa feita pela ANEEL existem cerca de 208 GW de solicitações de outorgas, protocoladas dentro do prazo para manutenção do desconto no fio, pendentes de análise.

Diante desta quantidade inédita de outorgas a serem publicadas, emergiu, então, outro desafio: qual a melhor maneira de conduzir o processo de acesso à transmissão para escoamento do volume de energia e potência necessários ao sistema, propiciando que esse seja concedido aos empreendedores que tenham de fato o compromisso com a execução de seus empreendimentos?

Para dar respostas a esses desafios estão sendo conduzidas pela ANEEL e MME Consultas Públicas com o intuito de endereçar o tema do acesso à transmissão, dentre as quais destacamos:

- **Consultas Públicas do MME nº 141 e 148/2022** que trataram das diretrizes e sistemática do Procedimento Competitivo por Margem – PCM. Esse mecanismo, ainda em fase de discussão, prevê que a competição pelo acesso ao sistema de transmissão não seja mais realizada considerando a ordem cronológica dos pedidos de acesso, mas por meio de um mecanismo competitivo. Os lances do PCM seriam realizados em R\$/kW, e os valores a serem pagos pelos vencedores seriam considerados adiantamentos revertidos em abatimentos nos encargos de transmissão do próprio agente.
- **Consulta Pública ANEEL nº 052/2022** que tratou do acesso à transmissão no atual cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos. A consulta propõe em linhas gerais que o processo de acesso e consequente assinatura dos contratos de uso do sistema de transmissão passem a ocorrer antes da outorga o que poderia, conforme posicionamento da ANEEL, reduzir os custos administrativos e processuais para os participantes do setor.

Os resultados das consultas públicas ainda não foram publicados e a Auren permanece acompanhando e contribuindo com o tema.

Informações Importantes

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 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 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. Neste contexto, as seguintes iniciativas foram implementadas ao longo de 2022:

- Transferência da totalidade dos contratos de compra e 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 destes contratos, segregando os perfis de risco e retorno dos negócios de Geração e Comercialização e capturar as sinergias relevantes na otimização deste portfólio.

Além disso, o fato de a Auren Comercializadora ter como política contábil classificar seus contratos de compra e venda futura de energia com terceiros e *intercompany* como instrumentos financeiros mensurados ao valor justo pelo resultado (marcação à mercado), foi registrado um ganho não recorrente de R\$439 milhões em "Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas" no Segmento de Comercialização, proveniente do efeito da marcação à mercado inicial desses contratos.

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, onde 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*.

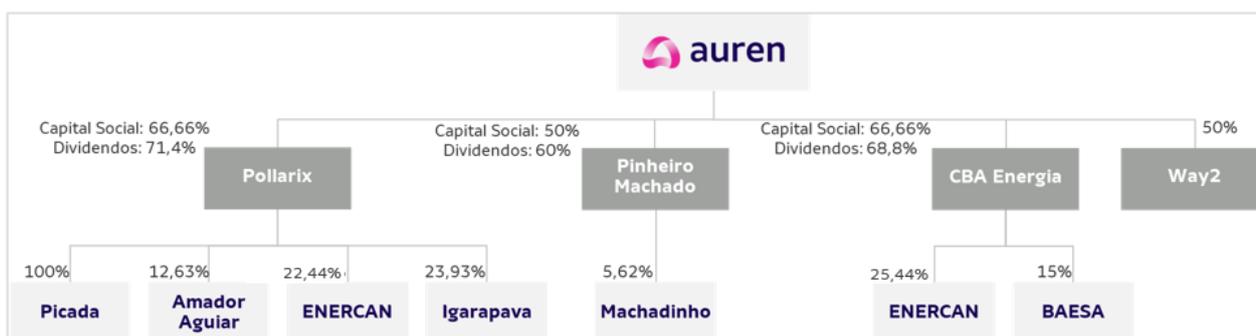
Equivalência Patrimonial

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 2 – Participações societárias indiretas da Companhia



Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada

■ 4T22

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	4T22	4T21	Var. %	4T22	4T21	Var. %	4T22	4T21	Var. %	4T22	4T21	Var. %	4T22	4T21	Var. %	4T22	4T21	Var. %
Receita Bruta	1.698,2	2.075,7	-18,2%	502,0	450,1	11,5%	157,3	133,9	17,5%	1.347,4	1.613,0	-16,5%	-	-	-	(308,5)	(121,2)	154,6%
Receita Líquida	1.484,9	1.872,1	-20,7%	436,1	390,5	11,7%	152,0	128,6	18,2%	1.181,0	1.462,9	-19,3%	-	-	-	(284,2)	(110,0)	158,4%
Custo com Compra de Energia	(949,1)	(1.441,2)	-34,1%	(89,3)	(95,1)	-6,0%	(2,6)	(2,2)	18,8%	(1.141,3)	(1.453,9)	-21,5%	-	-	-	284,2	110,0	158,4%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(68,9)	(55,3)	24,6%	(55,3)	(49,0)	12,9%	(13,5)	(6,3)	115,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com Operação	(211,0)	(186,0)	13,5%	(111,0)	(129,3)	-14,2%	(100,0)	(56,6)	76,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Repactuação do Risco Hidrológico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (Prejuízo) Bruto	255,9	189,6	34,9%	180,5	117,1	54,1%	35,8	63,5	-43,6%	39,6	9,0	341,2%	-	-	-	-	-	-
Recargas (Despesas) Operacionais	332,4	(45,2)	N.M.	345,1	(36,4)	N.M.	86,6	(2,8)	N.M.	44,6	(21,3)	N.M.	(46,1)	15,3	N.M.	(97,7)	-	-
Equivalência Patrimonial	49,0	84,0	-41,7%	53,9	93,2	-42,2%	-	-	-	(0,4)	(2,9)	-87,6%	315,3	(41,1)	N.M.	(319,8)	34,8	N.M.
Resultado Financeiro	2.067,2	(210,3)	N.M.	2.117,4	(167,3)	N.M.	(65,8)	(40,8)	61,4%	(6,0)	(5,0)	20,9%	21,6	2,7	706,9%	-	-	-
Lucro (Prejuízo) antes do IR/CSLL	2.704,5	18,1	14845,1%	2.696,8	6,6	40495,6%	56,6	20,0	182,9%	77,8	(20,2)	-484,8%	290,8	(23,1)	N.M.	(417,6)	34,8	N.M.
Imposto de Renda e Contribuição Social	(251,3)	23,9	N.M.	(262,5)	28,1	N.M.	(47,0)	(10,5)	349,4%	16,8	(3,2)	N.M.	8,3	9,4	-11,3%	33,0	-	-
Lucro (Prejuízo) Líquido	2.453,1	42,0	5743,2%	2.434,3	34,8	6900,6%	9,6	9,5	0,6%	94,6	(23,4)	-504,6%	299,1	(13,8)	N.M.	(384,5)	34,8	N.M.
Lucro antes dos Impostos	2.704,5	18,1	14845,1%	2.696,8	6,6	40495,6%	56,6	20,0	182,9%	77,8	(20,2)	N.M.	290,8	(23,1)	N.M.	(417,6)	34,8	N.M.
Equivalência Patrimonial	(49,0)	(84,0)	-41,7%	(53,9)	(93,2)	-42,2%	-	-	-	0,4	2,9	-87,6%	(315,3)	41,1	N.M.	319,8	(34,8)	N.M.
Resultado Financeiro Líquido	(2.067,2)	210,3	N.M.	(2.117,4)	167,3	-1365,7%	65,8	40,8	61,4%	6,0	5,0	20,9%	(21,6)	(2,7)	706,9%	-	-	-
Depreciação e Amortização	172,5	159,2	8,3%	96,4	114,9	-16,1%	64,5	33,6	91,6%	0,7	0,6	16,2%	11,0	10,1	8,9%	-	-	-
EBITDA	760,8	303,6	150,6%	621,9	195,6	218,0%	186,8	94,4	97,9%	84,9	(11,8)	N.M.	(35,1)	25,4	N.M.	(97,7)	-	-
Repactuação do Risco Hidrológico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de Provisão para Litígios	(136,7)	24,9	N.M.	(136,7)	24,9	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de Depósitos Judiciais	-	15,9	-100,0%	-	15,9	-100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de Impairment de Ativo Imobilizado	(230,9)	(50,9)	353,4%	(230,9)	(50,9)	353,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos Recebidos	127,6	50,6	152,4%	127,6	50,6	152,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	520,8	344,1	51,3%	381,9	236,1	61,8%	186,8	94,4	97,9%	84,9	(11,8)	N.M.	(35,1)	25,4	N.M.	(97,7)	-	-
Margem EBITDA Ajustada	35,1%	18,4%		87,6%	60,4%		122,9%	73,4%		7,2%	-0,8%							

■ 2022

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %
Receita Bruta	6.530,1	7.190,6	-9,2%	1.959,6	1.741,2	12,5%	572,5	348,4	64,3%	4.952,5	5.576,6	-11,2%	-	-	-	(954,6)	(475,6)	100,7%
Receita Líquida	5.754,6	6.477,4	-11,2%	1.705,1	1.513,0	12,7%	550,8	331,3	66,2%	4.371,9	5.064,7	-13,7%	-	-	-	(873,1)	(431,6)	102,3%
Custo com Compra de Energia	(3.622,8)	(4.935,4)	-26,6%	(298,5)	(342,2)	-12,8%	(10,3)	(6,9)	49,2%	(4.187,1)	(5.017,9)	-16,6%	-	-	-	873,1	431,6	102,3%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(246,5)	(199,4)	23,6%	(209,5)	(176,4)	18,7%	(37,0)	(23,0)	61,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com Operação	(732,0)	(682,7)	7,2%	(458,0)	(468,7)	-2,3%	(273,9)	(213,9)	28,1%	(0,1)	(0,1)	50,0%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do Risco Hidrológico	-	782,0	-	-	782,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (Prejuízo) Bruto	1.153,3	1.441,8	-20,0%	739,1	1.307,6	-43,5%	229,5	87,5	162,3%	184,7	46,7	295,5%	-	-	-	-	-	-
Receitas (Despesas) Operacionais	95,5	(162,1)	N.M.	217,1	9,6	2172,5%	80,1	(8,1)	N.M.	415,8	(105,2)	N.M.	(178,9)	(58,3)	207,0%	(438,6)	-	N.M.
Equivalência Patrimonial	135,3	165,8	-18,4%	155,5	172,0	-9,6%	-	-	-	(2,5)	(2,9)	-13,5%	545,7	(5,8)	N.M.	(563,4)	2,5	N.M.
Resultado Financeiro	1.660,3	(773,2)	N.M.	1.771,6	(616,7)	N.M.	(176,7)	(167,4)	5,6%	(29,9)	(6,3)	373,7%	95,3	17,2	455,2%	-	-	-
Lucro (Prejuízo) antes do IR/CSLL	3.044,4	672,3	352,8%	2.883,3	872,4	230,5%	132,9	(88,0)	N.M.	568,1	(67,7)	N.M.	462,1	(46,9)	N.M.	(1.002,0)	2,5	N.M.
Imposto de Renda e Contribuição Social	368,7	(252,0)	N.M.	(298,9)	(262,9)	13,7%	(86,8)	(21,9)	296,1%	160,0	(1,1)	N.M.	28,0	33,9	-17,4%	148,9	-	N.M.
Lucro (Prejuízo) Líquido	2.675,7	420,3	536,5%	2.584,4	609,6	324,0%	46,0	(109,9)	N.M.	408,1	(68,9)	N.M.	490,2	(12,9)	N.M.	(853,0)	2,5	N.M.
Lucro antes dos Impostos	3.044,4	672,3	352,8%	2.883,3	872,4	230,5%	132,9	(88,0)	N.M.	568,1	(67,7)	N.M.	462,1	(46,9)	N.M.	(1.002,0)	2,5	N.M.
Equivalência Patrimonial	(135,3)	(165,8)	-18,4%	(155,5)	(172,0)	-9,6%	-	-	-	2,5	2,9	-13,5%	(545,7)	5,8	N.M.	563,4	(2,5)	N.M.
Resultado Financeiro Líquido	(1.660,3)	773,2	N.M.	(1.771,6)	616,7	N.M.	176,7	167,4	5,6%	29,9	6,3	373,7%	(95,3)	(17,2)	455,2%	-	-	-
Depreciação e Amortização	615,9	598,9	2,8%	403,9	420,8	-4,0%	165,6	134,4	23,2%	2,3	3,1	-24,6%	44,1	40,4	9,0%	-	-	-
EBITDA	1.864,8	1.878,7	-0,7%	1.360,1	1.738,0	-21,7%	475,2	213,8	122,3%	602,9	(55,4)	N.M.	(134,8)	(17,8)	655,8%	(438,6)	-	-
Repactuação do Risco Hidrológico	-	(782,0)	-100,0%	-	(782,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de Provisão para Litígios	(59,5)	(425,7)	-86,0%	(59,5)	(425,7)	-86,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de Depósitos Judiciais	2,5	60,3	-95,9%	2,5	60,3	-95,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de Impairment de Ativo Imobilizado	(230,9)	248,5	N.M.	(230,9)	248,5	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos Recebidos	235,0	131,1	79,3%	235,0	131,1	79,3%	-	-	-	-	-	-	-	386,7	-100,0%	-	(386,7)	-100,0%
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	(20,1)	-	N.M.	(20,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	1.791,7	1.110,9	61,3%	1.287,1	970,2	32,7%	475,2	213,8	122,3%	602,9	(55,4)	N.M.	(134,8)	368,8	N.M.	(438,6)	(386,7)	13,4%
Margem EBITDA Ajustada	31,1%	17,2%		75,5%	64,1%		86,3%	64,5%		13,8%	-1,1%							

Endividamento

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Amortização	Vencimento
Auren Energia	342,5				
1ª Debênture	342,5	CDI	1,48%	À vista	dez/24
CESP	2.023,8				
11ª Debênture	224,7	CDI	1,64%	7 anos	dez/25
12ª Debênture	1.799,1	IPCA	4,30%	10 anos	ago/30
Ventos do Piauí I	752,9				
BNDES	616,1	TJLP	2,16%	16 anos	jun/34
1ª Debênture	136,8	IPCA	5,47%	À vista	jun/24
Ventos do Piauí II e III	1.665,1				
BNDES	1.665,1	IPCA	4,56%	22 anos	mar/45
Ventos do Araripe III	1.045,8				
Repasso	406,0	TJLP	3,15%	12 anos	dez/29
BNDES	450,0	TJLP	2,49%	16 anos	jun/35
1ª Debênture	189,9	IPCA	6,99%	14 anos	jul/32
Total	5.830,2				

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 Piauí I	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	38,3	18,4	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	1.599,1	

⁽¹⁾ Inclui ativos em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado.

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

⁽³⁾ Participação econômica indireta da Auren nos ativos. No nível da *holding*, a Auren possui uma participação de dividendos diferenciada (CBA Energia +10%; Pollarix +25%; Pinheiro Machado +50%).

⁽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	-