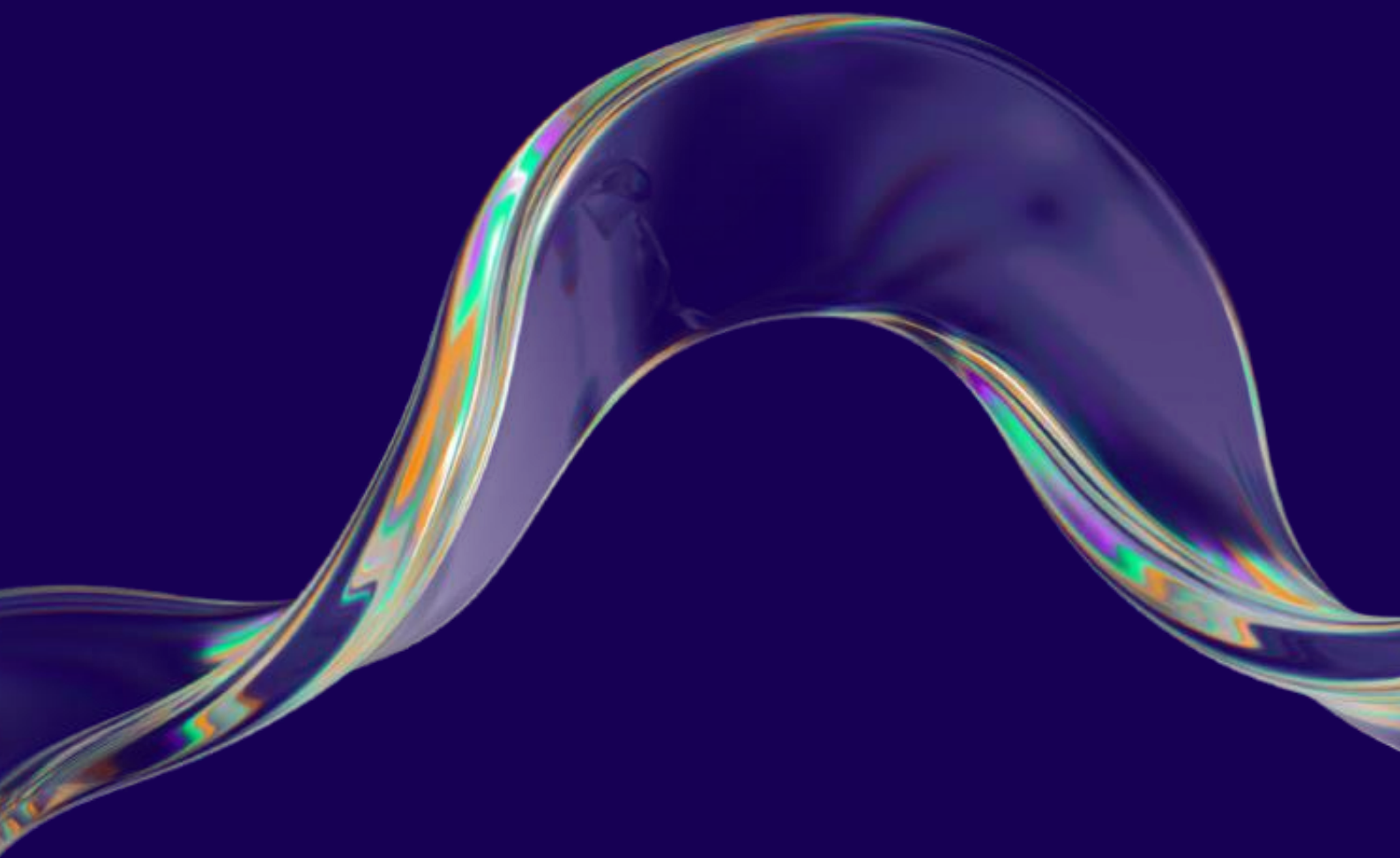




Release de Resultados

3T22

Outubro 2022

Webcast

27 de outubro de 2022

(em português com tradução simultânea para o inglês)
11:00 (Brasília) | 10:00 (Nova Iorque) | 15:00 (Londres)

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

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças & Novos Negócios e DRI)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

ri@aurenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de setembro de 2022:

- **AURE3:** R\$13,55
- **Valor de Mercado:** R\$13,5 bilhões



Sumário

Destaques 3T22	4
Carta da Administração	6
Desempenho Operacional	8
Desempenho Comercial	16
Desempenho Financeiro	21
Contencioso Passivo e Ativo	31
Plano de Pensão - VIVEST	33
Temas Regulatórios	34
Informações Importantes	37
Anexos	41

Destaques 3T22

Destaques Financeiros ^(a)						
R\$ milhões	3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Receita Operacional Líquida	1.538,9	1.879,9	-18,1%	4.269,7	4.605,3	-7,3%
EBITDA	503,2	836,2	-39,8%	1.104,0	1.575,1	-29,9%
Hidrelétrica	254,8	197,1	29,3%	905,2	734,2	23,3%
Eólica	104,9	15,2	591,8%	288,4	119,4	141,6%
Comercialização	517,9	(26,6)	N.M.	518,0	(43,5)	N.M.
Holding	(39,0)	130,7	N.M.	(99,9)	343,4	N.M.
Eliminações ^(b)	(340,7)	(151,8)	124,4%	(340,8)	(386,7)	-11,9%
EBITDA Ajustado ^(c)	497,9	164,6	202,6%	1.270,9	766,8	65,7%
Margem EBITDA Ajustada	32%	9%	27 p.p.	30%	17%	13 p.p.
Resultado Líquido	230,1	326,9	-29,6%	222,6	378,4	-41,2%
Fluxo de Caixa Operacional	335,6	263,2	27,5%	1.058,1	1.018,4	3,9%
Fluxo de Caixa Livre	(366,7)	158,1	N.M.	1.229,7	221,1	456,1%
Dívida Líquida ^(d)	2.706,7	2.729,0	-0,8%	2.706,7	2.729,0	-0,8%
Alavancagem ^(e)	1,7x	2,5x	-0,8x	1,7x	2,5x	-0,8x

(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) O efeito de R\$341 milhões do 3T22 impacta o segmento de Comercialização e o efeito de R\$152 milhões do 3T21 impacta o segmento Holding.

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

(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 últimos 12 meses.

- **Aumento de 11,3% de geração hidrelétrica** no trimestre em relação ao mesmo período de 2021, refletindo melhora das condições hidrológicas;
- Geração média dos parques eólicos **Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III acima do P90**;
- Etapa final da construção dos parques eólicos **Ventos do Piauí II e III**, com cerca de **90% dos 93 aerogeradores em operação** na presente data. A **conclusão** desse projeto está prevista para **novembro de 2022**;
- Avanço das negociações e **definição dos termos de contratação** dos projetos solares **Jaíba V e Sol do Piauí**, que perfazem **548 MWac** de capacidade instalada, para início de construção no 4T22;

- Contratação do **financiamento** para os projetos **Sol do Piauí** (híbrido) e **Jaíba V** (solar) com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (**BNDES**) e Banco do Nordeste (**BNB**), respectivamente;
- Comercialização de mais de **5 milhões de i-RECs** e mais de **200 mil toneladas de créditos de carbono**, no Brasil e no Exterior;
- **Aumento de 203% do EBITDA Ajustado** consolidado comparado ao mesmo período do ano anterior, com Margem EBITDA Ajustada de 32%;
- Fluxo de Caixa Operacional, após o serviço da dívida, de R\$259 milhões, com **índice de conversão de caixa** ⁽¹⁾ **de 52%**;
- Alavancagem, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, de 1,7x e posição de **caixa de R\$3,1 bilhões**;
- Conclusão do processo de **migração do plano de pensão - VIVEST**.

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

No terceiro trimestre de 2022, avançamos em nossa jornada de criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil. Além de caminharmos para a conclusão do projeto eólico Ventos do Piauí II e III, em agosto passado anunciamos a aprovação do início de construção dos projetos híbrido Sol do Piauí e solar Jaíba V.

As obras do projeto eólico Ventos do Piauí II e III seguem conforme o cronograma e orçamento estabelecidos para a instalação dos 93 aerogeradores. Até a presente data, 79 aerogeradores estão em operação comercial e 4 estão em operação em teste. Até o final de novembro, o complexo Ventos do Piauí II e III estará concluído adicionando 409 MW em capacidade instalada e 197 MW médios em garantia física ao portfólio da Auren.

No período, continuamos engajados nas negociações com nossos potenciais parceiros para implementação dos projetos Sol do Piauí e Jaíba V que, uma vez concluídos, agregarão 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física. Avançamos na frente de financiamento desses projetos. Para o Sol do Piauí, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) financiará cerca de R\$190 milhões ao custo de IPCA + 3,65% a.a. e prazo de 24 anos. No caso de Jaíba V, contratamos o financiamento de R\$300 milhões com o Banco do Nordeste (BNB) ao custo de IPCA + 4,48% a.a. e prazo de 24 anos.

Em relação ao desempenho financeiro da Auren, o EBITDA Ajustado consolidado totalizou R\$498 milhões no terceiro trimestre de 2022, com margem de 32%, um aumento de R\$333 milhões ou 203% em relação ao mesmo período do ano anterior. Ainda, encerramos o trimestre com uma posição de caixa de R\$3,1 bilhões e uma alavancagem, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, de 1,7x.

Com relação ao mercado de energia, o nível do reservatório equivalente do Sistema Interligado Nacional registrou o maior patamar dos últimos cinco anos e atingiu 57% da capacidade máxima de armazenamento versus 24% no mesmo período de 2021. Como consequência da melhora nas condições de suprimento de energia, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) ficou próximo ao PLD mínimo em todos os submercados.

Já no segmento de geração eólica, a geração média para os parques Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III ficou acima do P90, apesar do impacto negativo da pluviometria acima da esperada e do menor recurso eólico.

Em relação ao Plano de Pensão – VIVEST, em agosto de 2022, concluímos uma importante etapa de mitigação do risco atuarial, com a migração de cerca de 1.200 beneficiários (aproximadamente 18% do passivo total atuarial) para o plano de contribuição definida, refletida no pagamento pela Auren de R\$306 milhões do déficit migrado.

Na agenda ESG (sigla para *Environmental, Social and Governance*), esse foi mais um trimestre de avanço no engajamento em iniciativas, com empresas e com instituições de diferentes setores de atuação no Brasil, para desenvolvimento de ações que possam posicionar o país no mercado global de carbono de alta integridade.

Nesse mesmo período, a Auren foi reconhecida pela ANEFAC (Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade) com o Troféu Transparência – premiação para as empresas que apresentam as melhores divulgações de suas demonstrações financeiras.

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

Fabio Zanfelic

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

VP de Finanças & Novos Negócios e
Diretor de Relações com Investidores

Desempenho Operacional

Em setembro de 2022, a capacidade instalada operacional totalizou 3.048 MW, considerando participações minoritárias em ativos hidrelétricos e a entrada parcial de Ventos do Piauí II e III ao final do 3T22, com cerca de 88% da capacidade instalada dos parques em operação. Desse total, 2.125 MW são referentes à fonte hidrelétrica, incluindo 498 MW dos ativos em que a Companhia possui participação, e 924 MW à fonte eólica.

Geração Hidrelétrica

A companhia detém a participação total de duas hidrelétricas – Porto Primavera, Paraibuna - e possui participação em outros sete ativos – Machadinho, Campos Novos, Barra Grande, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada.

Tabela 1 – Produção das hidrelétricas onde a Companhia possui 100% de participação

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540	887	767	683	12,3%	756	758	-0,3%
UHE Paraibuna	87	48	68	67	1,5%	39	37	3,3%
Total	1.627	935	835	750	11,3%	795	795	0,0%

A produção de energia nas usinas hidrelétricas, nas quais a Companhia detém 100% da participação, atingiu 835 MW médios no 3T22, 11% superior ao 3T21 (750 MW médios). O aumento de geração reflete a melhora nas condições hidrológicas desse ano em relação à crise hídrica observada no ano anterior, conforme demonstrado na Tabela 2, que impactou severamente a bacia do Rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera, principal ativo de geração hidrelétrica da Companhia.

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

	MW médio			% MLT ⁽²⁾		
	3T22	3T21	Variação (%)	3T22	3T21	Variação (%)
Julho	16.810	15.752	6,7%	65%	61%	4 p.p.
Agosto	15.856	12.284	29,1%	77%	60%	17 p.p.
Setembro	16.124	11.124	44,9%	82%	56%	16 p.p.

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



No segundo trimestre desse ano, com o início do período úmido na região Sul, observou-se a ocorrência de chuvas naquela região. Sendo assim, como forma de maximizar o recebimento de energia da região Sul pela região Sudeste, foi necessário reduzir a geração hidrelétrica das bacias do Rio Grande, Rio Paranaíba e do Rio Paraná. Como consequência, por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS) formalizada em maio, obedecendo os comandos da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergéticas (CREG) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), foi necessário reduzir a defluência da UHE Porto Primavera. A partir de agosto, com a normalização das afluições no Sul, o ONS passou a explorar prioritariamente a geração das usinas hidrelétricas da bacia do Rio Paraná para o atendimento da carga do sistema, refletindo no aumento de geração da UHE Porto Primavera.

Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina é função do controle da vazão na bacia do Rio Paraíba do Sul. No 3T22, houve aumento da geração nas usinas de cabeceira da bacia do Rio Paraíba do Sul para prover uma maior vazão a fim de compensar a redução na afluição provocada pelo fim das chuvas.

No que tange a disponibilidade, os ativos operados pela Auren apresentaram resultados acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e em trajetória estável, conforme Tabela 3, 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	14	110,0	95,9%	92,3%
UHE Paraibuna	87	2	43,5	99,0%	92,8%
UHE Picada	50	2	25,0	96,0%	93,4%



Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu, no 3T22, 540 MW médios, 79,1% superior ao 3T21 (302 MW médios). O novo complexo eólico Ventos do Piauí II e III acrescentou 153 MW médios à geração eólica da Companhia, considerando os aerogeradores que entraram em operação comercial e em teste até o final do período.

Tabela 4 – Produção dos Complexos Eólicos

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Ventos do Piauí I	206	106	143	146	-2%	104	106	-2%
Ventos do Araripe III	358	178	244	156	57%	168	97	73%
Ventos do Piauí II e III	409	197	153	-	N.M.	60	-	N.M.
Total	973	481	540	302	79%	332	203	64%

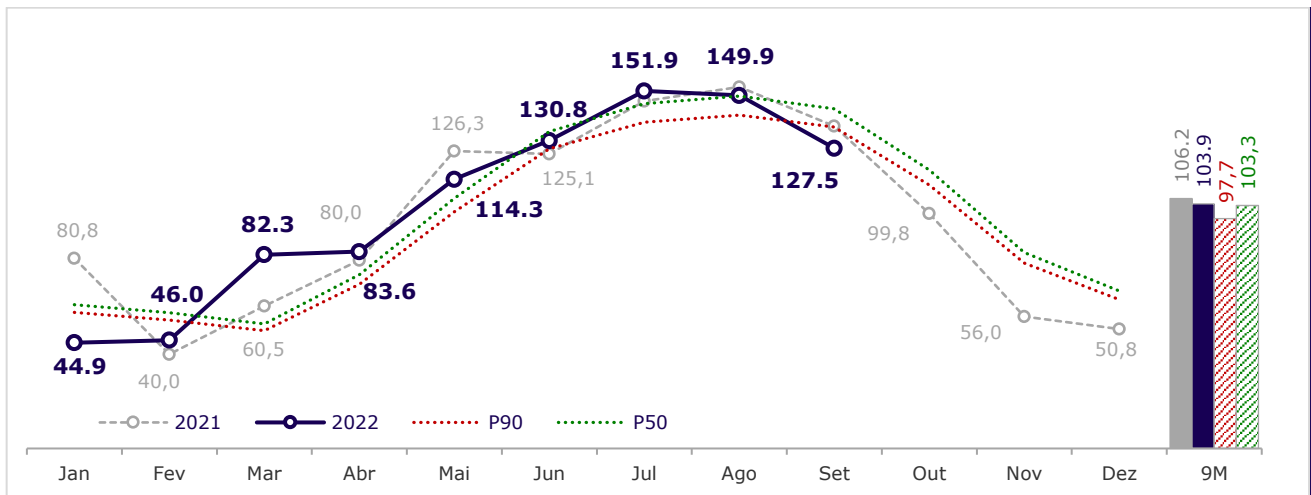
Ventos do Piauí I

No 3T22, a geração de Ventos do Piauí I foi 3% superior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 2% inferior à geração média esperada (P50). Em relação ao 3T21, a geração foi inferior em 1,9%, impactada pela chuva acima do nível histórico e pelo recurso eólico abaixo da média. A produção acumulada de 2022 está em 103,9 MW médios, superior em 6% ao valor do percentil 90 (P90) e superior em 1% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 5 – Produção trimestral do Complexo Eólico Ventos do Piauí I (2021 e 2022)

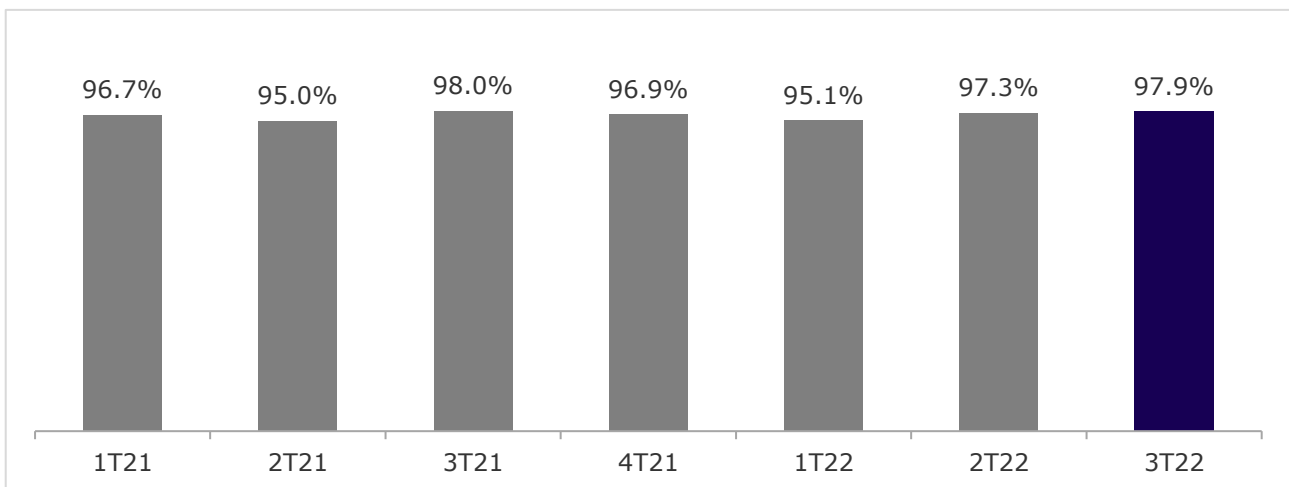
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	61,1	54,1	13%	57,1	7%
1T22	58,1		7%		2%
2T21	110,6	99,2	12%	104,9	6%
2T22	109,6		11%		5%
3T21	146,1	138,9	5%	146,8	0%
3T22	143,3		3%		-2%
9M21	106,2	97,7	9%	103,3	3%
9M22	103,9		6%		1%

Gráfico 1 - Ventos do Piauí I: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e o Percentil 90 (P90) (MW médio)



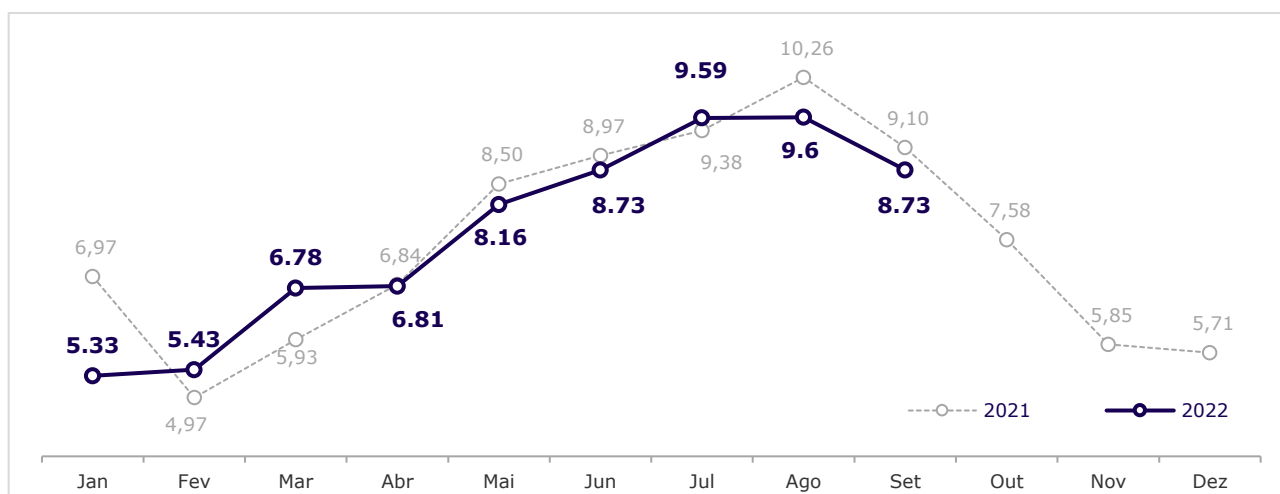
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo no 3T22 atingiu 97,9%, apresentando o mesmo patamar quando comparado com o 3T21 (98,0%).

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



No 3T22, observou-se uma velocidade média de vento abaixo da expectativa (9,3 m/s no 3T22 versus 9,6 m/s no 3T21), impactada pela pluviometria acima da esperada no período.

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



Ventos do Araripe III

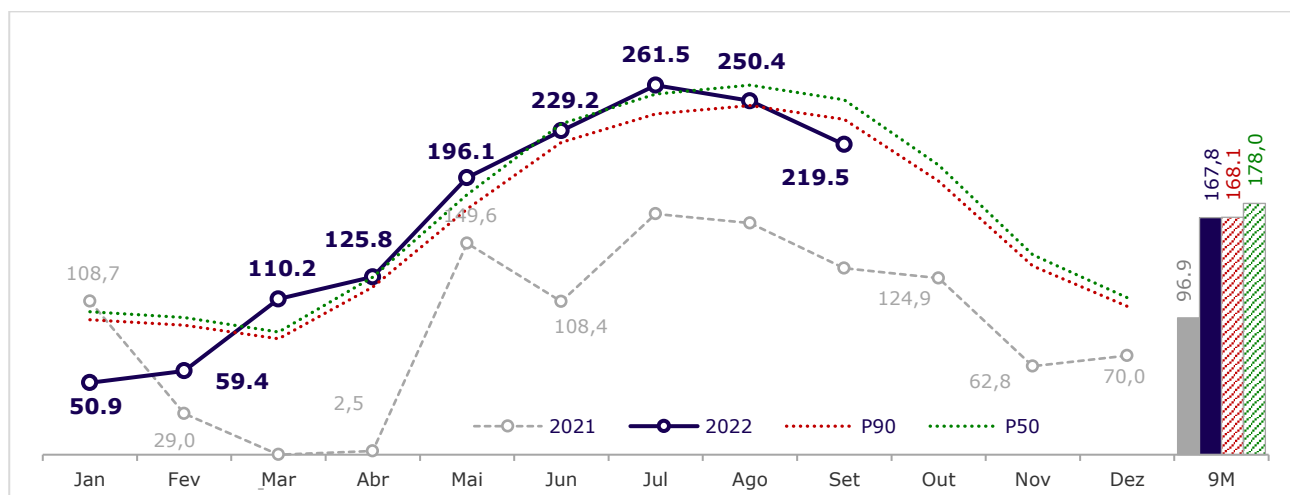
No 3T22, a geração de Ventos do Araripe III foi 1% superior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 5% inferior à geração média esperada (P50).

Em relação ao 3T21, a geração foi superior em 56,7% devido a produção do ano anterior ter sido impactada pelo sinistro ocorrido nos transformadores da Subestação Coletora, acarretando restrição da produção. A produção acumulada de 2022 está em 167,8 MW médios, em linha com o percentil 90 (P90) e inferior em 6% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 6 – Produção trimestral do Complexos Eólico Ventos do Araripe III (2021 e 2022)

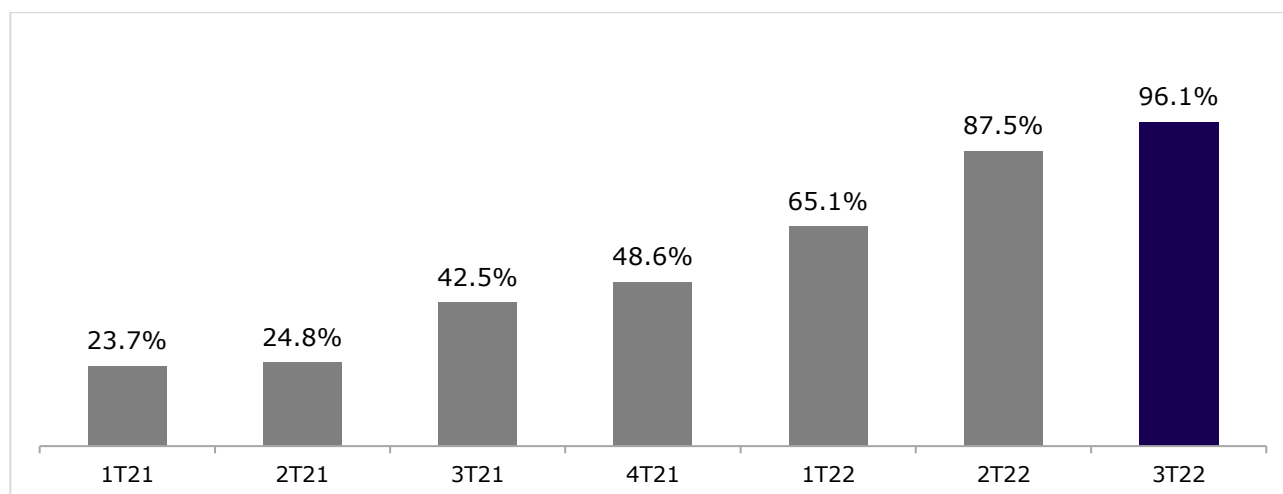
Período	Geração (MW médio)	Geração Percentil 90 (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	46,4	89,7	-48%	94,9	-51%
1T22	73,9		-18%		-22%
2T21	87,5	171,3	-49%	181,3	-52%
2T22	183,8		7%		1%
3T21	155,8	242,0	-36%	256,1	-39%
3T22	244,1		1%		-5%
9M21	96,9	168,1	-42%	178,0	-46%
9M22	167,8		0%		-6%

Gráfico 4 - Ventos do Araripe III: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MW médio)



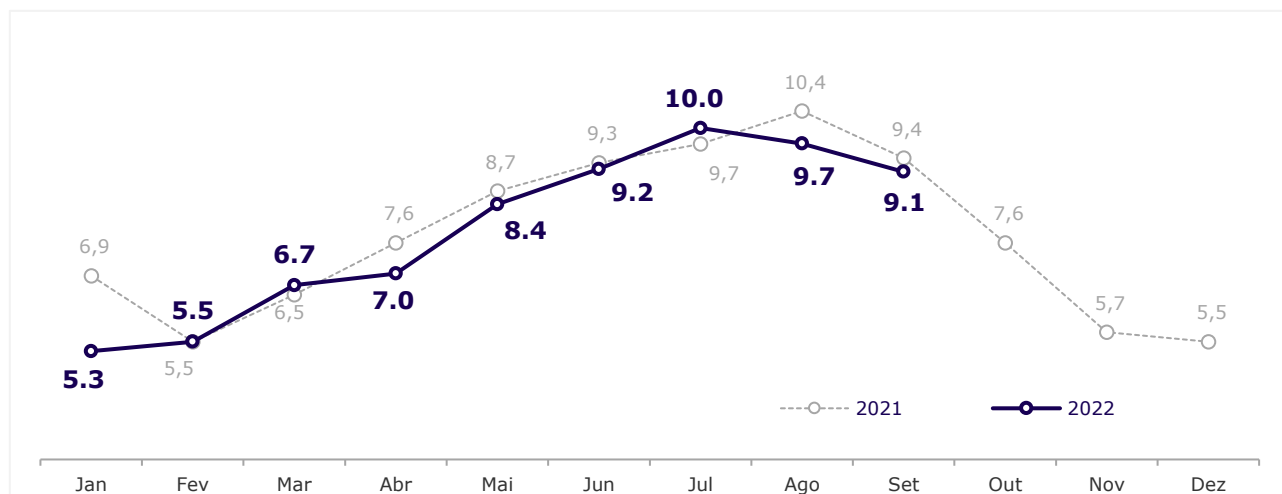
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,1% no 3T22, resultando em um incremento de 53,5 p.p. em comparação com o reportado em 3T21 (42,5%), indicando avanço e normalização na otimização na disponibilidade do ativo.

Gráfico 5 - Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T22, observou-se uma velocidade média de vento abaixo da expectativa (9,6 m/s no 3T22 versus 9,8 m/s no 3T21) e chuvas concentradas que no acumulado estiveram acima do esperado, porém com uma boa recuperação de disponibilidade quando comparado ao 3T21.

Gráfico 6 - Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Ventos do Piauí II e III

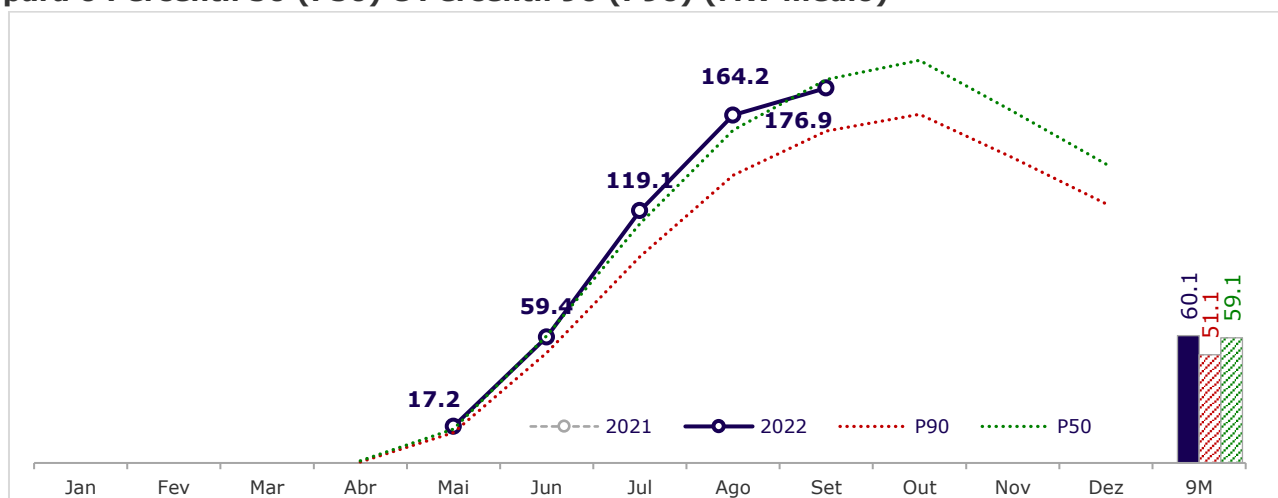
No fim do 3T22, os parques possuíam 60 aerogeradores em operação comercial e 22 aerogeradores em operação em teste. Na data de divulgação deste relatório, são 79 aerogeradores em operação comercial e 4 em operação em teste.

A geração no 3T22 foi de 153,1 MW médio, superando à geração esperada no percentil 90 (P90) e à média esperada (P50). O cálculo do percentil 90 (P90) e da média esperada (P50) foi ponderado pela entrada diária em operação dos aerogeradores.

Tabela 7 - Produção trimestral do Complexos Eólico Ventos do Piauí II e III

Período	Geração (MW médio)	Geração Percentil 90 (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
3T22	153,1	129,6	18%	149,9	2%
9M22	60,1	51,1	18%	59,1	2%

Gráfico 7 - Ventos do Piauí II e III: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MW médio)



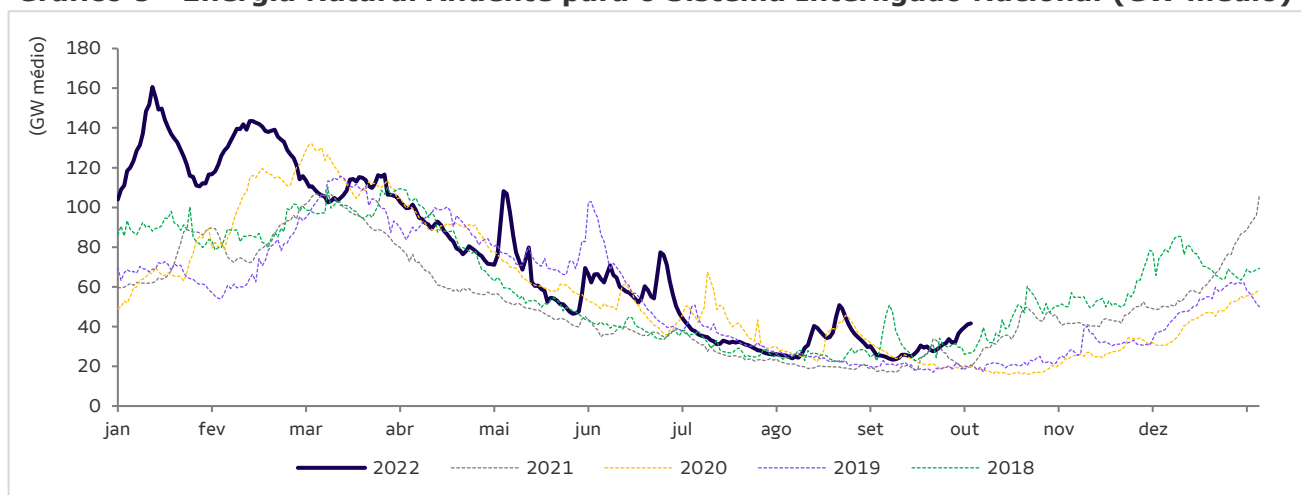
O complexo Ventos do Piauí II e III está previsto para entrada 100% em operação comercial em novembro de 2022. Os dados apresentados nessa seção como 3T22 correspondem ao período em que a geração conta com aerogeradores em teste e em operação.

Desempenho Comercial

Mercado de Energia

O ano de 2022 tem sido caracterizado pelo melhor cenário hidrológico dos últimos 9 anos. Até o final do terceiro trimestre, a média de energia natural afluyente atingiu a marca de 98% da média de longo termo (MLT) representando um aumento de 31 p.p. em relação ao mesmo período de 2021 que registrou 67% da MLT. A ENA no 3T22 foi 79% da MLT contra 57% verificado no 3T21.

Gráfico 8 - Energia Natural Afluyente para o Sistema Interligado Nacional (GW médio)

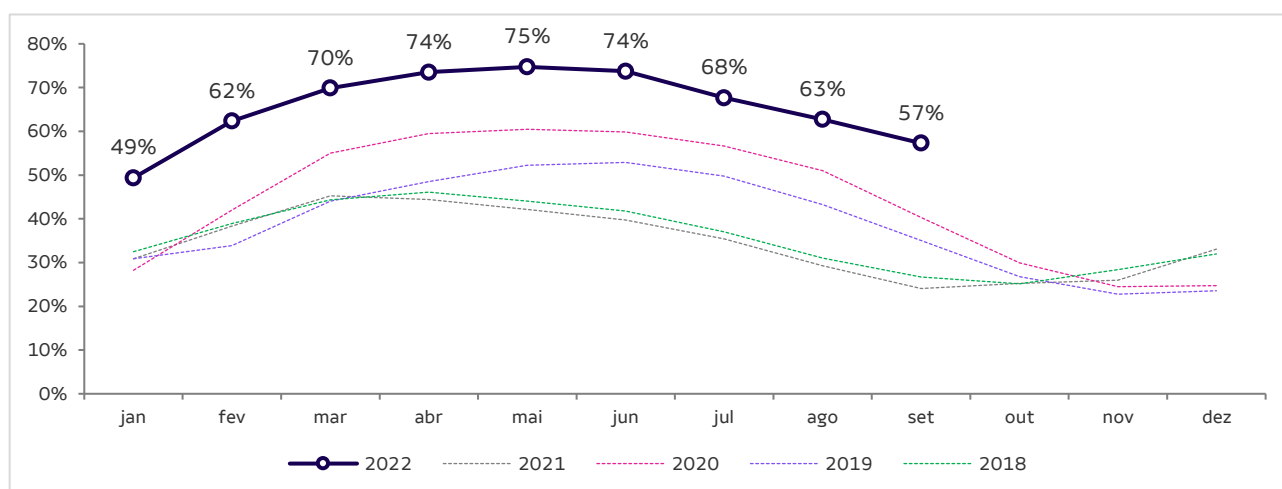


Energia Natural Afluyente (% MLT)

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	92%	82%	86%	87%	67%	65%	64%	68%	84%	104%	116%	95%	71%	80%	85%
2019	65%	62%	90%	92%	98%	101%	77%	63%	54%	51%	65%	72%	66%	80%	77%
2020	66%	91%	99%	91%	83%	82%	92%	88%	60%	44%	59%	64%	81%	85%	80%
2021	69%	71%	82%	63%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	90%	96%	57%	67%	72%
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	-	-	-	79%	98%	-

No fim do segundo trimestre de 2022, os níveis dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional registraram os maiores patamares dos últimos cinco anos, devido às boas afluições e ao despacho termelétrico acima da ordem de mérito de custo. Em decorrência disso, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis mantendo o nível de armazenamento ao longo do período seco em valores elevados nos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao final do mês de setembro, o nível do reservatório equivalente do SIN atingiu o patamar de 57% da capacidade máxima versus 24% observado no mesmo período do ano passado.

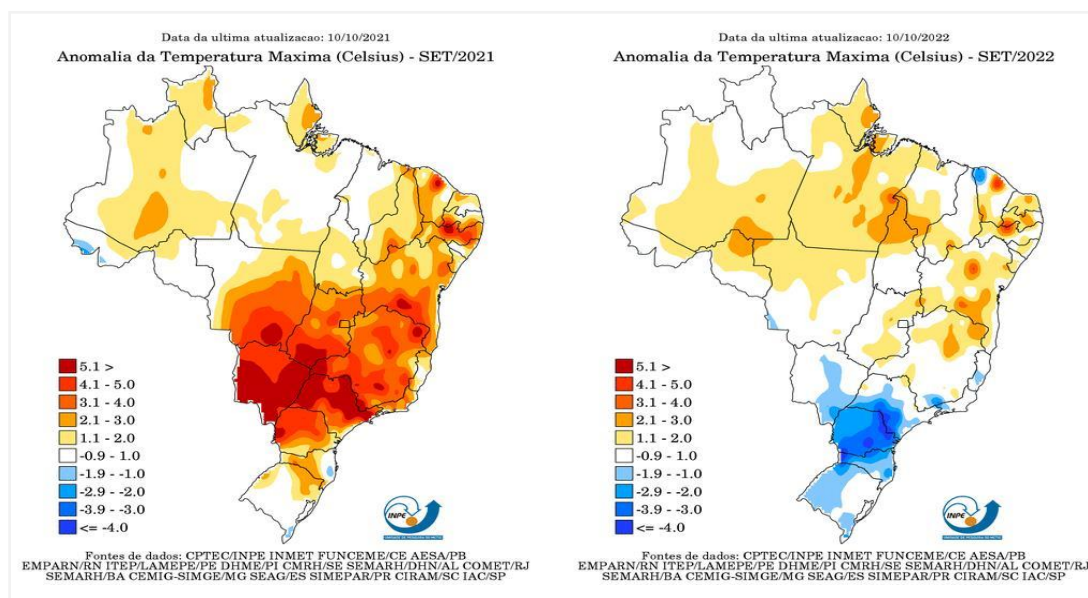
Gráfico 9 - Nível de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (%)



Do ponto de vista do consumo de energia, foi observado um decréscimo de 1% na comparação do 3T22 com o 3T21 em virtude da observação de temperaturas mais elevadas neste mesmo período do ano passado especialmente no mês de setembro.

Em 2021, a temperatura máxima do ar, segundo o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)⁽³⁾ apresentou desvios positivos em relação à média histórica no Centro-Oeste, Sudeste e parte do Sul do país. Em algumas áreas a temperatura ficou até 5°C acima da climatologia. Por outro lado, em 2022 foi observada na mesma região desvios negativos ou próximos da média.

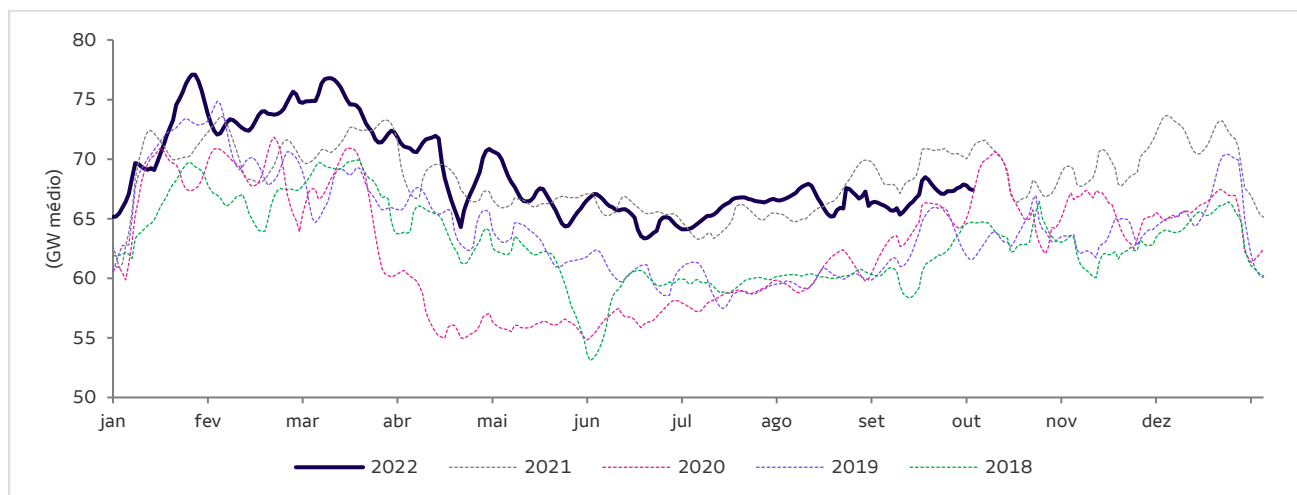
Figura 1 – Anomalia da Temperatura Máxima (Celsius)



⁽³⁾ Fonte: CPTE/INPE. <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt>

Além disso, o 3T21 foi marcado pela recomposição de consumo anteriormente deprimido pela pandemia de Covid 19. No acumulado do ano, o consumo apresenta um crescimento de 0,7% em relação ao ano passado.

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



Consumo mensal de Energia do SIN (GW médio)

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

O Operador Nacional do Sistema – ONS estima que o consumo para 2022 supere o verificado em 2021 em 1,7% ⁽⁴⁾.

Refletindo a melhora do cenário hidrológico e das condições de atendimento energético, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) do submercado SE/CO observado no 3T22 foi de R\$67/MWh, próximo ao PLD mínimo. Esse valor é 9 vezes inferior ao verificado no mesmo período de 2021 (R\$582/MWh).

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), o valor médio observado no 3T22 foi de 75% comparado a 51% verificado no terceiro trimestre do ano anterior. Segundo projeções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o GSF deve fechar 2022 em 86% contra 73% observado em 2021.

⁽⁴⁾ Segunda Revisão Quadrimestral de Carga realizada pelo ONS em 02/ago/22.

Balanço Energético

O portfólio em operação da Auren, em 2022, é composto por ativos que somam 1.465 MW médios ⁽⁵⁾ de garantia física, já incluindo a parcela de garantia física proporcional à entrada em operação comercial dos aerogeradores de Ventos do Piauí II e III ao longo do trimestre.

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, assim como a maioria dos contratos no mercado livre, são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

A abertura dos preços entre os ambientes ACR e ACL e o preço médio do portfólio de geração dos ativos próprios está apresentada na tabela abaixo. Não foram considerados os preços de energia transacionados no segmento Comercializadora.

Tabela 8 – Balanço Energético Consolidado Auren⁽⁶⁾

(MW médio)	2022	2023	2024	2025	2026	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Garantia Física Bruta	1.485	1.604	1.604	1.604	1.604				
Compras para Revenda	1.996	1.544	1.180	927	819				
Recursos Totais (A)	3.482	3.148	2.784	2.531	2.423				
Contratos ACR (B)									
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	148	148	148	148	116,0	01/dez/05	289,8	260,1
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	82	82	82	82	125,0	01/ju/06	307,3	275,8
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	93	93	93	93	190,0	21/ago/15	267,5	257,7
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	15	15	15	15	145,0	01/nov/14	220,2	212,2
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	103	103	103	103	127,0	01/dez/13	203,3	195,9
6º LER - Ventos do Araripe III	52	52	52	52	52	143,0	01/out/14	228,1	219,8
Vendas no ACL (C)	2.789	2.440	2.127	1.908	1.372				
Vendas Totais (D = B + C)	3.282	2.933	2.620	2.401	1.865				
Saldo (A - D)	199	214	164	130	559				
Preço Médio de Venda dos Ativos de Geração(R\$/MWh)									
Portfólio	239	239	222	223	228				
ACR	255	268	268	268	268				
ACL	227	217	186	183	171				

⁽⁵⁾ Considera ativos hidrelétricos de participação da Auren em adição aos ativos 100% próprios.

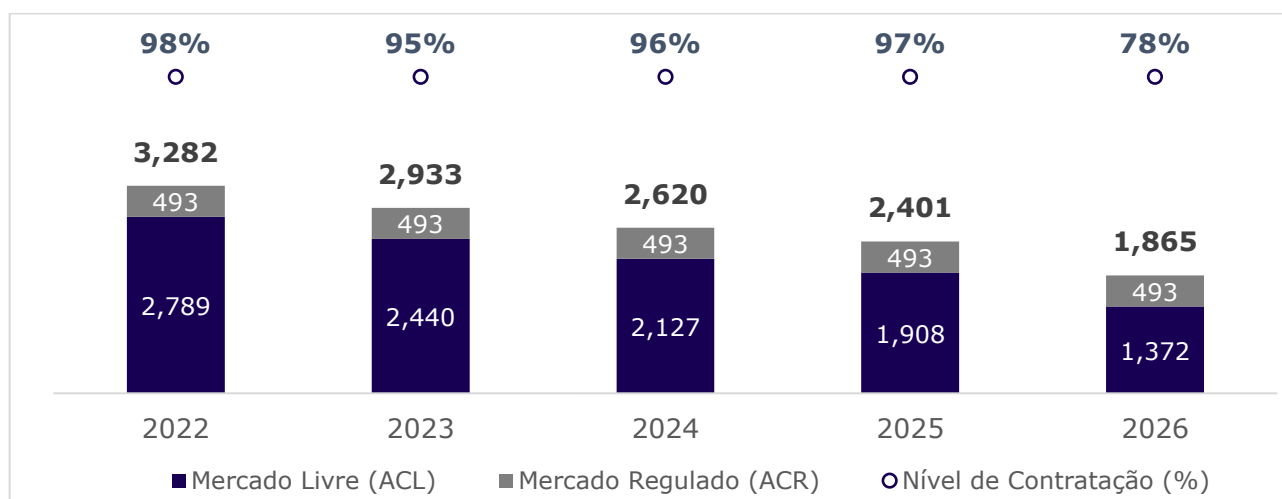
⁽⁶⁾ Data base dos preços: 01/out/22.

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.

No portfólio completo, considerando geração e comercialização, o volume de vendas aproxima-se de 3 GW médios em 2022, um volume duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo ano, denotando a capacidade de comercialização da Companhia.

Como apresentado no trimestre anterior, a Auren adotou a estratégia de venda de sua posição *long* para os próximos 3 anos antecipando a ocorrência de um cenário de queda dos preços de mercado em virtude da melhora do cenário hidrológico, conforme já mencionado anteriormente. Portanto, para o período de 2022 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.

Gráfico 11 - Perfil de Contratação do Portfólio Consolidado (Geração e Comercialização) ⁽⁷⁾ (MW médio)



⁽⁷⁾ Considera-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica; (ii) as expectativas de garantias físicas em Ventos do Piauí II e III; e (iii) a extensão do prazo de operação da UHE Paraibuna, conforme portaria nº647/2022 publicada em 06 de maio de 2022.

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⁽⁸⁾. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

Tabela 9 – DRE Consolidada

R\$ milhões	3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Receita Bruta	1.756,4	2.083,0	-15,7%	4.850,4	5.114,8	-5,2%
Receita Líquida	1.538,9	1.879,9	-18,1%	4.269,7	4.605,3	-7,3%
Custo com Energia	(1.056,6)	(1.719,0)	-38,5%	(2.851,3)	(3.638,3)	-21,6%
Custo com Operação	(177,5)	(181,0)	-1,9%	(521,0)	(496,7)	4,9%
Repactuação do Risco Hidrológico	-	781.974	-100,0%	-	781.974	-100,0%
Lucro Bruto	304,8	761,9	-60,0%	897,4	1.252,2	-28,3%
Receitas (Despesas) Operacionais Líquidas	37,1	(101,4)	-136,6%	(298,2)	(178,2)	67,3%
Equivalência Patrimonial	52,3	53,4	-2,0%	147,8	143,2	3,2%
Resultado Financeiro	(53,1)	(149,1)	-64,4%	(407,0)	(562,9)	-27,7%
IR e CSLL	(111,0)	(237,8)	-53,3%	117,4	(275,9)	-57,4%
Lucro Líquido	230,1	326,9	-29,6%	222,6	378,4	-41,2%
EBITDA	503,2	836,2	-39,8%	1.104,0	1.575,1	-29,9%
Reversão de Provisão para Litígios	(1,7)	(239,8)	-	77,2	(450,6)	-
Dividendos Recebidos	15,7	46,2	-66,0%	107,4	80,5	33,4%
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	(20,1)	-	-	(20,1)	-	-
Baixa de Depósitos Judiciais	0,8	4,5	-83,1%	2,5	44,3	-94,4%
EBITDA Ajustado	497,9	164,6	202,6%	1.270,9	766,8	65,7%
Margem EBITDA Ajustada	32%	9%		30%	17%	

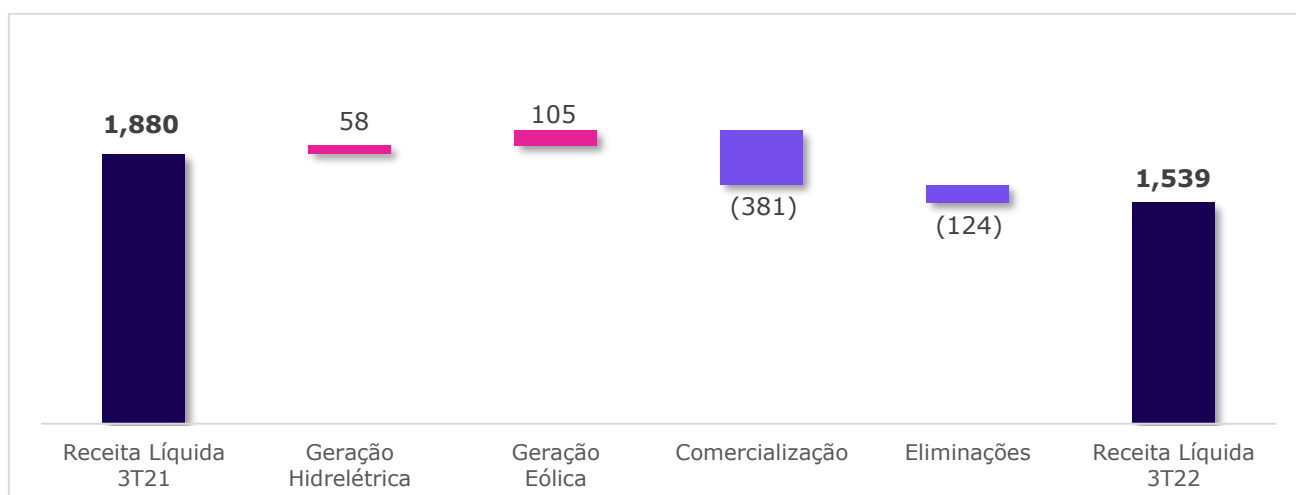
⁽⁸⁾ Os resultados consolidados, proforma, não auditados, de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação, bem como na planilha interativa disponível no *website*.

Receita Líquida

A receita operacional líquida no 3T22 foi de R\$1.539 milhões, uma redução de 18% em relação aos R\$1.880 milhões do mesmo período do ano anterior, majoritariamente decorrente de:

- (a) **Geração hidrelétrica:** incremento de R\$58 milhões ou 16% em relação ao 3T21, devido, principalmente, ao reajuste dos contratos por inflação no 3T22 e ao encerramento dos instrumentos financeiros derivativos em moeda estrangeira em dezembro de 2021;
- (b) **Geração eólica:** incremento de R\$105 milhões explicado, principalmente, pelo restabelecimento total da disponibilidade operacional do parque Ventos do Araripe III no 2T22, além de R\$23 milhões referentes ao início da operação dos parques Ventos do Piauí II e III, que corresponderam a 15% do total da receita do segmento eólico;
- (c) **Comercialização:** redução de 24% ou R\$381 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada pelos menores preços de mercado, totalizando uma receita de R\$1.219 milhões no 3T22 versus R\$1.600 milhões no 3T21; e
- (d) **Eliminações:** redução de R\$124 milhões, 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 12 - Evolução Receita Líquida 3T21 versus 3T22 (R\$ milhões)



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

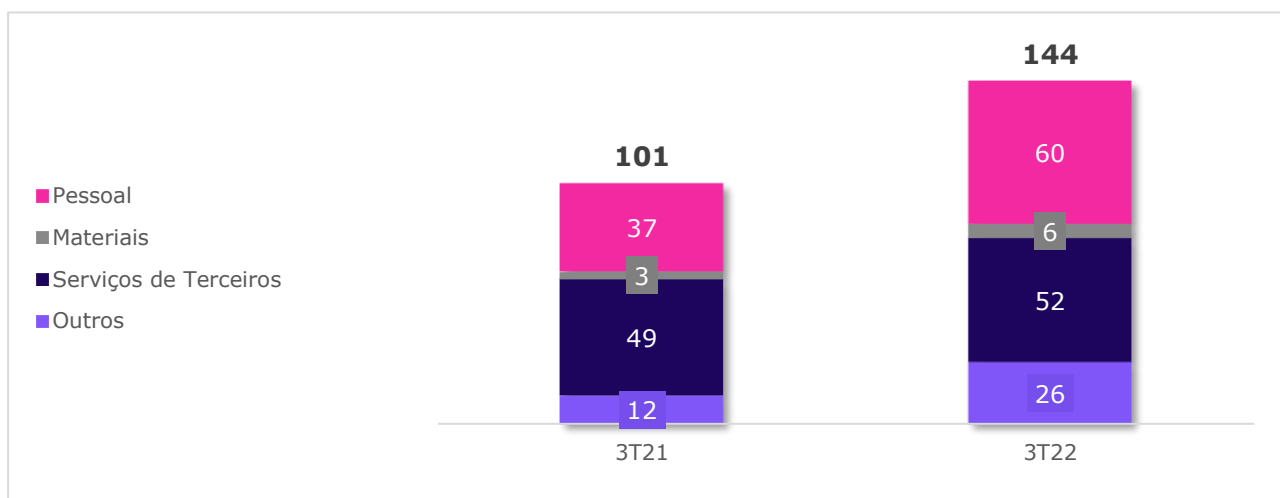
Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas⁽⁹⁾ operacionais totalizaram R\$1.197 milhões no 3T22 frente a um montante de R\$2.001 milhões no 3T21, uma redução de R\$804 milhões na comparação entre os períodos, excluindo o impacto de R\$782 milhões de repactuação do risco hidrológico ocorrido no 3T21. Esse decréscimo pode ser explicado por:

(a) Custo com energia: redução de R\$662 milhões ou 39% (R\$1.057 milhões no 3T22 versus R\$1.719 milhões no 3T21), explicada, principalmente, por:

- **Geração hidrelétrica:** redução de R\$34 milhões em energia comprada para equacionamento do balanço energético, em virtude de menores preços médios praticados, principalmente devido ao melhor GSF no período (75% no 3T22 versus 51% no 3T21);
- **Geração eólica:** aumento de R\$5 milhões, devido à entrada parcial de operação de Ventos do Piauí II e III, totalizando R\$12 milhões no 3T22 versus R\$6 milhões no 3T21 e os reajustes das tarifas TUST e TUSDg;
- **Comercialização:** redução de R\$510 milhões, totalizando R\$1.148 milhões no 3T22 versus R\$1.659 milhões no 3T21, principalmente em virtude dos menores preços de mercado; e
- **Eliminações *intercompany*:** aumento na eliminação de R\$124 milhões no 3T22, devido ao incremento do volume de energia comercializada referente às operações *intercompany*. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento.

Gráfico 13 - Despesas com PMSO (R\$ milhões)



⁽⁹⁾ Esse total inclui Custo com Compra de Energia, Custo com Operação e Despesas Operacionais Líquidas.

(b) PMSO: aumento de R\$43 milhões na comparação entre os períodos (R\$144 milhões no 3T22 versus R\$101 milhões no 3T21), sobretudo por efeito inflacionário e eventos não recorrentes, entre os quais:

- **Pessoal (P):** incremento de R\$23 milhões (R\$60 milhões no 3T22 versus R\$37 milhões no 3T21) ainda com efeitos referentes à reorganização e formação da Auren, especialmente relacionados às mudanças do desenho organizacional e da reestruturação dos times operacionais, sobretudo com efeitos na Comercializadora e *Holding*. Despesas não recorrentes nesse aumento somam R\$4,3 milhões, majoritariamente ocorridas no segmento hidrelétrico;
- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$6 milhões (R\$58 milhões no 3T22 versus R\$52 milhões no 3T21), com impacto da entrada em operação de aerogeradores de Ventos do Piauí II e III e por maiores despesas com manutenção e outros serviços no segmento hidrelétrico. Despesas com avaliação de novas oportunidades de investimento também foram contabilizados neste trimestre. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R\$2 milhões; e
- **Outras Despesas (O):** aumento de R\$14 milhões no período (R\$26 milhões no 3T22 versus R\$12 milhões no 3T21), referentes a gastos com seguros e outros. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R\$5,5 milhões, que ocorreram nos segmentos hidrelétrico e de comercialização.

(c) Outras despesas:

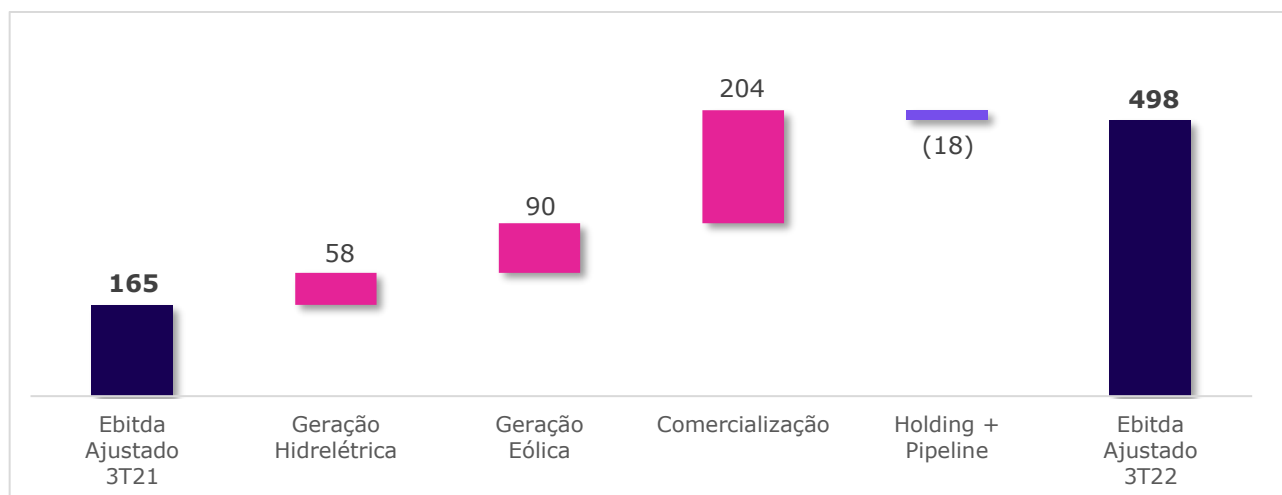
- **Reversão de provisão para litígios:** a Companhia registrou reversão de provisão de R\$2 milhões no 3T22 versus R\$240 milhões no 3T21, o que causou uma variação negativa no resultado líquido; e
- **Contratos futuros de energia (MtM):** efeito positivo (receita) de R\$130 milhões (R\$188 milhões no 3T22 versus R\$58 milhões no 3T21), principalmente em virtude de variação no saldo da marcação à mercado, sendo esse um efeito não-caixa.

EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R\$498 milhões no 3T22, com margem de 32%, um aumento de R\$333 milhões em relação ao mesmo período de 2021. A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** efeito positivo de R\$58 milhões totalizando R\$255 milhões no 3T22 versus R\$197 milhões no 3T21, principalmente explicado por:
 - Incremento de R\$93 milhões na margem de energia, devido a atualização dos contratos de venda combinado com uma melhor performance na equalização do balanço energético, refletido por um cenário hídrico mais favorável no 3T22 comparado com 3T21; e
 - Impacto negativo de R\$30 milhões de dividendos das investidas, resultado do deslocamento temporal do fluxo de caixa gerado pelo adiantamento de R\$92 milhões no 2T22.
- (b) **Geração Eólica:** variação positiva de R\$90 milhões, totalizando R\$104 milhões no 3T22 versus R\$15 milhões no 3T21, devido à maior receita operacional com a normalização da geração em Ventos do Araripe III e com a entrada em operação dos parques Ventos do Piauí II e III;
- (c) **Comercialização:** efeito positivo de R\$204 milhões na comparação entre os períodos é explicado majoritariamente pelo resultado da marcação a mercado das posições em energia. Esse efeito positivo desconsidera R\$341 milhões de marcação a mercado dos contratos *intercompany*. Tais impactos de marcação a mercado ocorreram devido à natureza dos contratos que foram ajustados no resultado e eliminados, e que, portanto, não impactam o resultado consolidado da Auren, conforme Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) disponibilizada ao final desse documento. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento; e
- (d) **Holding e Pipeline:** impacto explicado, principalmente, por despesas relacionados a reestruturação dos times operacionais e despesas com avaliação de novas oportunidades de investimentos, totalizando um resultado negativo em R\$39 milhões no 3T22 versus R\$21 milhões no 3T21, considerando o efeito das eliminações de R\$152 milhões no período.

Gráfico 14 - Evolução EBITDA Ajustado 3T21 versus 3T22 (R\$ milhões)



A evolução do EBITDA Ajustado demonstrado acima desconsidera as eliminações nos seus correspondentes segmentos, sendo R\$341 milhões no segmento de Comercialização e R\$152 milhões no segmento *Holding + Pipeline*. A tabela com o detalhamento da composição do EBITDA Ajustado por segmento no trimestre e período acumulado está disponível na seção “Anexos” desse documento.

Resultado Financeiro

Tabela 10 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receitas Financeiras	112,8	49,8	126,4%	305,7	72,4	322,3%
Despesas Financeiras	(165,8)	(198,9)	-16,6%	(712,7)	(635,4)	12,2%
Encargos de Dívidas	(84,0)	(58,3)	44,0%	(202,3)	(165,1)	22,5%
Atualização Monetária	9,9	(54,3)	-118,3%	(146,6)	(136,7)	7,3%
Atualização Monetária sobre Provisões para Litígios	(17,7)	(17,1)	3,3%	(93,9)	(145,4)	-35,4%
Baixa de Depósitos Judiciais	-	(6,0)	-100,0%	(2,5)	(7,8)	-67,9%
Atualização do Saldo de Benefícios Pós-Emprego	(41,8)	(39,5)	5,9%	(118,0)	(118,6)	-0,5%
Resilição Contratual Bancária	-	-	-	(28,0)	-	-
Encargos sobre Operações de Desconto	(12,1)	(4,8)	152,1%	(36,5)	(10,3)	254,1%
Outras Despesas Financeiras, líquidas	(20,1)	(18,8)	6,7%	(84,9)	(51,5)	64,9%
Resultado Financeiro Líquido	(53,1)	(149,1)	-64,4%	(406,9)	(563,0)	-27,7%

No 3T22, houve uma melhora no resultado financeiro líquido com a contabilização de uma despesa financeira de R\$53 milhões em relação aos R\$149 milhões no 3T21. A melhora do resultado pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) **Receita financeira:** incremento de R\$72 milhões na receita financeira, devido, principalmente, ao maior volume de caixa aplicado no período e

pela alta do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) médio;

- (b) **Encargos de dívidas:** incremento de R\$26 milhões devido ao maior endividamento bruto, que totalizou R\$5,8 bilhões no 3T22, versus R\$4,3 bilhões no 3T21; e
- (c) **Atualização monetária:** no 3T22, a variação monetária foi positiva em R\$10 milhões, devido à deflação de 1,3% no IPCA do período.

Resultado Líquido

Tabela 11 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
EBITDA	503,2	836,2	-39,8%	1.104,0	1.575,1	-29,9%
Depreciação e Amortização	(161,4)	(175,7)	-8,2%	(504,8)	(501,1)	0,7%
Resultado Financeiro	(53,1)	(149,1)	-64,4%	(407,0)	(562,9)	-27,7%
IR/CS	(111,0)	(237,8)	-53,3%	(117,4)	(275,9)	-57,4%
Equivalência Patrimonial	52,3	53,4	-2,0%	147,8	143,2	3,2%
Resultado Líquido	230,1	326,9	-29,6%	222,6	378,4	-41,2%

O Resultado Líquido no 3T22 foi positivo em R\$230 milhões versus R\$327 milhões 3T21, devido, principalmente, a:

- (a) **EBITDA:** a Companhia registrou um EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$503 milhões, uma redução de R\$333 milhões, comparados com os R\$836 milhões registrados no 3T21, considerando os efeitos não-recorrentes de repactuação do risco hidrológico e *impairment*;
- (b) **Resultado financeiro:** redução de R\$96 milhões na despesa financeira líquida no 3T22 em relação ao 3T21, principalmente explicada pelo aumento da receita financeira, decorrente de maior posição de caixa, e por menor atualização monetária sobre a dívida, devido à deflação do período; e
- (c) **Reversão de provisão para litígios:** a Companhia registrou reversão de provisão de R\$2 milhões no 3T22 versus R\$240 milhões no 3T21, o que causou uma variação negativa no resultado líquido.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 3T22, era de R\$5,8 bilhões em comparação aos R\$4,3 bilhões no 3T21.

A posição de caixa e de equivalentes ao final do 3T22 era de R\$3,1 bilhões versus R\$1,7 bilhão no mesmo período do ano passado. Esse saldo reflete, principalmente: (i) o aporte recebido do acionista controlador CPP Investments, em fevereiro de 2022, no contexto da reorganização societária, no valor total de R\$1,5 bilhão; (ii) a emissão de debêntures no valor de R\$300 milhões, em dezembro de 2021, para investimentos e reforço de caixa.

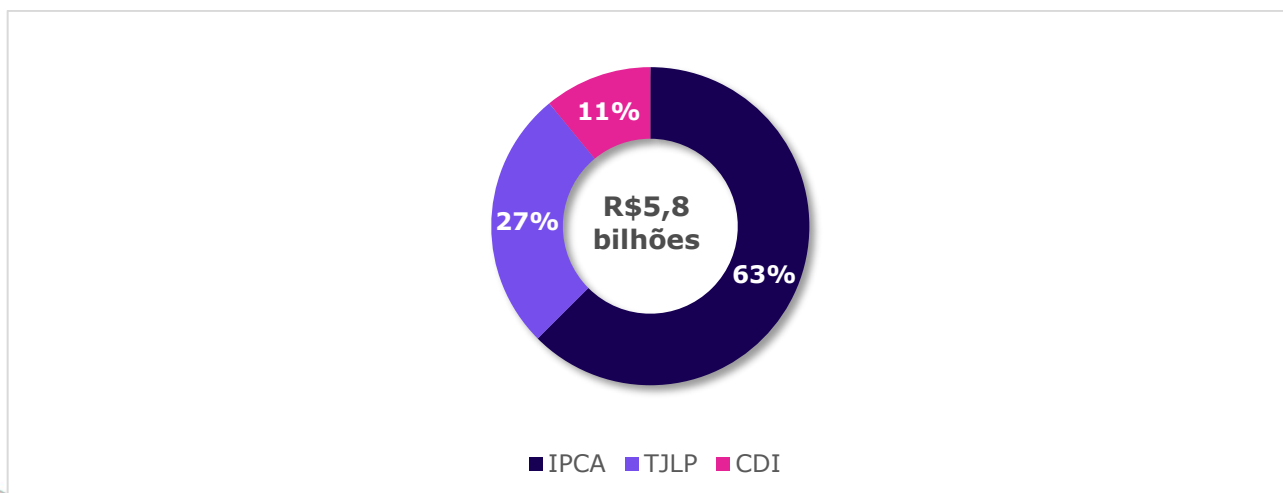
Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, no encerramento do 3T22, era de R\$2,7 bilhões, com prazo médio de 7,3 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 10,8% a.a. (IPCA + 4,8% a.a. ou CDI -0,9% a.a.).

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 3T22 em 1,7x versus 2,5x no 3T21.

Gráfico 15 - Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



Gráfico 16 - 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 12 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
EBITDA Ajustado	497,9	164,6	202,6%	1.270,9	766,8	65,7%
IR/CS Caixa	(7,2)	(10,4)	-30,7%	(45,7)	(63,1)	-27,6%
Capital de Giro	(150,8)	110,0	N.M.	(159,3)	319,3	N.M.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(4,4)	(1,0)	330,7%	(7,9)	(4,6)	70,6%
Fluxo de Caixa Operacional	335,6	263,2	27,5%	1.058,1	1.018,4	3,9%
Serviço de Dívida	(76,8)	(70,5)	9,0%	(211,7)	(179,0)	18,2%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	258,8	192,7	34,3%	846,4	839,3	0,8%
CAPEX Projetos	(431,0)	(348,8)	23,6%	(1.412,8)	(396,0)	256,8%
Pagamento de Litígio	(20,4)	(46,7)	-56,3%	(121,9)	(75,5)	61,4%
Captações	159,0	537,0	-70,4%	902,9	538,8	67,6%
Amortizações	(27,0)	(27,5)	-1,7%	(78,9)	(79,9)	-1,2%
Aumento de Capital Social	-	-	-	1.500,0	-	-
Migração VIVEST	(306,0)	-	-	(306,0)	-	-
Recompra de Ações (ADR CESP)	-	-	-	-	(3,3)	-
Dividendos	-	(148,6)	-	(100,0)	(602,4)	-83,4%
Fluxo de Caixa Livre	(366,7)	158,1	N.M.	1.229,7	221,1	456,1%

A Companhia encerrou o 3T22 com R\$259 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa de 52%. A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres ocorreu, principalmente, devido a:

- (a) **EBITDA Ajustado:** R\$498 milhões, um aumento de 203% e margem EBITDA Ajustada de 32% (+23 p.p. versus margem EBITDA Ajustada de 9% 3T21).
- (b) **Capital de Giro:** desembolso de R\$152 milhões no 3T22, versus um saldo positivo de R\$110 milhões no 3T21:
 - Pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (VIVEST), no valor de R\$15 milhões no 3T22, sendo que esse efeito não transita pelo resultado;
 - Variação da marcação a mercado da atividade de comercialização de R\$130 milhões, sendo esse um efeito não-caixa, gerando um



impacto negativo de R\$188 milhões no 3T22 versus R\$58 milhões no 3T21, sendo esse um efeito isolado do segmento de comercialização e eliminado no resultado consolidado da Auren; e

- Impacto negativo de R\$13 milhões entre os períodos referente ao ressarcimento relacionado aos contratos do ACR, principalmente, devido a indisponibilidade parcial e redução da geração de Ventos do Araripe III em 2021. O desembolso de caixa está atrelado à comunicação prévia da CCEE.

O fluxo de caixa livre registrado no 3T22 foi negativo em R\$367 milhões, uma redução de R\$525 milhões quando comparado ao 3T21, em virtude dos fatores mencionados acima, adicionalmente ao:

- (a) CAPEX de projetos:** incremento do CAPEX dispendido para construção dos projetos em desenvolvimento atualmente (Ventos do Piauí II e III), no valor de R\$82 milhões no 3T22; e
- (b) Migração VIVEST:** pagamento de R\$306 milhões referentes ao déficit migrado, em resultado do exercício da opção de migração dos participantes do plano de benefício definido para o plano de contribuição definida.

Contencioso Passivo e Ativo

Contencioso Passivo

Em linha com a estratégia do contencioso passivo da Auren, a partir do 1T22 o passivo total exclui o montante com probabilidade de perda estimada como remota.

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R\$3,1 bilhões, sendo R\$1,4 bilhão com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Após o fechamento do 2T22, houve uma redução de R\$111 milhões no contencioso passivo total, após atualização monetária e juros, que contempla acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia, adequações de estimativa e prognóstico de outros processos.

No contencioso provável, o trimestre fechou com um decréscimo de R\$22 milhões em relação ao 2T22, após atualização monetária e juros, devido aos acordos realizados no período, bem como revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

Gráfico 17 - Perfil do Contencioso Passivo (R\$ % Total)¹⁵

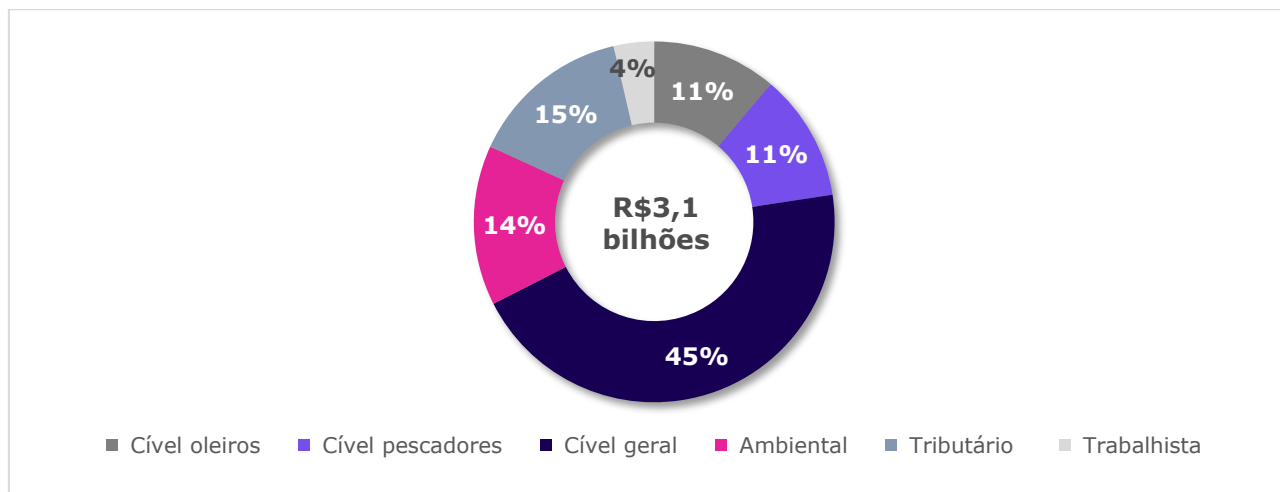
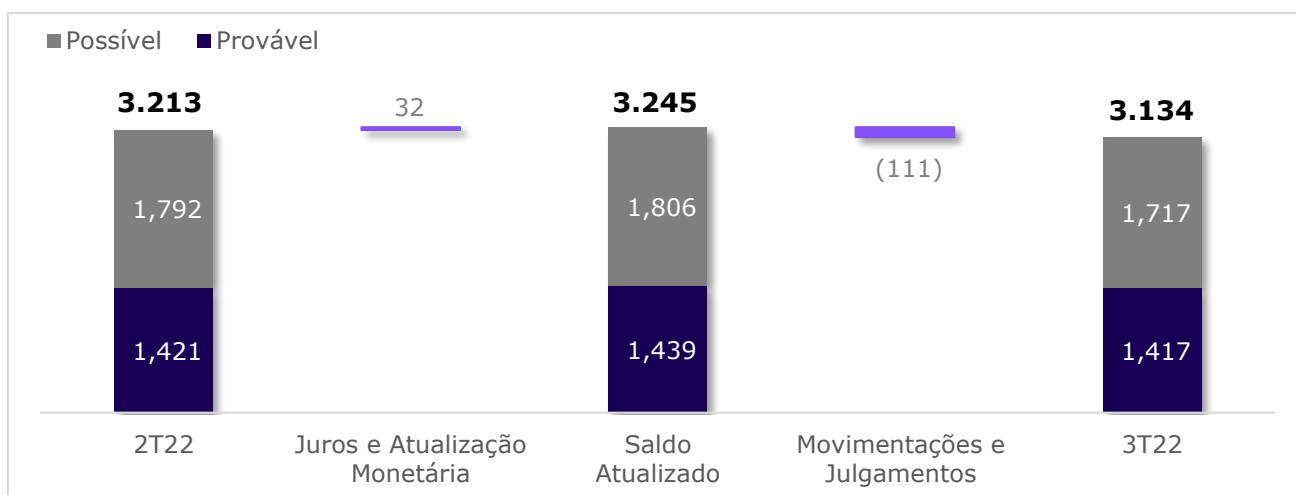


Gráfico 18 - Evolução das Ações Judiciais ⁽¹⁰⁾ (R\$ milhões)



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.

Contencioso Ativo – Três Irmãos

O processo que discute o valor de indenização pela reversibilidade da UHE Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) transita em 1ª instância e está em fase de instrução probatória, com discussões a respeito do último laudo do perito judicial, que avaliou os ativos reversíveis em R\$4,7 bilhões (a valores históricos de junho de 2012).

Em 16/08/2022, foi proferida decisão pelo juiz de 1ª instância, que não acolheu o pedido da União Federal para a emissão de novo laudo pericial, por considerar suficiente a referida avaliação técnica existente no processo. Contudo, o juiz entendeu ser necessária a nomeação de um novo perito judicial, com especialidade na área de engenharia elétrica e experiência em geração e tarifação, a fim de que seja emitido um laudo complementar que esclareça, especificamente, a ocorrência de eventual amortização dos custos de investimento com as tarifas recolhidas.

Portanto, na melhor avaliação e interpretação da Companhia, deverá ser emitido laudo complementar apenas referente ao ponto acima mencionado, de modo que, atualmente, aguarda-se a nomeação do novo perito para tal ato.

⁽¹⁰⁾ O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária.

Plano de Pensão - VIVEST

A partir de 2020 a alta expressiva do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) quando comparada aos demais índices inflacionários, juntamente a um cenário econômico desfavorável, contribuiu para um aumento do déficit nos planos de benefícios previdenciários com renda vitalícia, contratados junto à VIVEST pela CESP, subsidiária integral da Auren, no período de controle estatal.

Para mitigação desse risco atuarial, a CESP tem executado uma série de ações nos seus planos de previdência complementar com renda vitalícia. Uma das principais frentes de atuação foi o lançamento do plano de migração voluntária, que possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão - PSAP) transferir o seu patrimônio para um plano de contribuição definida (CD).

A migração foi executada em 01 de julho de 2022, de forma que a CESP liquidou o valor de R\$306 milhões em agosto de 2022, referente ao pagamento do déficit migrado, encerrando essa etapa do processo contínuo de mitigação do risco atuarial. Cerca de 1.200 beneficiários aderiram ao plano de migração, correspondendo a, aproximadamente, 18% do passivo total atuarial, totalizando R\$1,4 bilhão de Reserva Matemática Individual (RMI).

Com essa medida, especificamente, a parcela de participantes migrada deixou de ter seus benefícios vinculados à renda vitalícia e, portanto, não impactará potenciais déficits atuariais futuros da Companhia.

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 neste 3T22 como Outras Receitas Operacionais e seus respectivos efeitos tributários.

Com a migração parcial, foram eliminadas todas as obrigações futuras, legais ou construtivas, em relação aos benefícios oferecidos pelo plano de benefício definido aos participantes que exerceram a opção pela mudança de plano previdenciário.

Aprimoramento da regulação relacionada às tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição

A ANEEL, através da Resolução Normativa 1.024/2022, que regula as alterações na estabilização tarifária do uso do sistema de transmissão (TUST), e da Resolução Normativa 1.041/2022 que rege alterações no sinal locacional desta respectiva tarifa, estabeleceu nova metodologia para o cálculo da TUST.

As alterações em questão podem ser resumidas nos três pontos abaixo:

- Alteração da estabilização tarifária: a tarifa de transmissão dos geradores de energia elétrica era fixada por 10 anos ou por todo o prazo da outorga (a depender do ambiente de comercialização da energia) e reajustada por inflação. A partir de julho de 2022, as tarifas passam a ser definidas anualmente;
- Alteração do sinal locacional: a nova metodologia tem a prerrogativa de alocar maiores custos de transmissão aos usuários que mais oneram este serviço de transmissão, isto é, aqueles que se situam mais distantes dos centros de consumo ou causam os maiores esforços de expansão da infraestrutura de rede; e
- Período de transição e atenuantes para o impacto tarifário: com o intuito de reduzir o impacto e a volatilidade tarifária, foi estabelecida uma banda de $\pm 5\%$ sobre as tarifas obtidas a partir da intensificação do sinal locacional. A tarifa a ser homologada pela ANEEL em si, e consequentemente aplicada aos geradores, será definida a partir da combinação das duas metodologias, a antiga e a nova, variando a sua composição a cada ano, e respeitando os limites fixados pela banda, até atingir a proporção equânime em julho de 2027. Isto ocorrerá com o aumento da proporção da tarifa obtida pela nova metodologia em 10% ao ano até atingir a proporção de 50% da precificação pela nova metodologia e os 50% remanescentes precificados pela metodologia antiga.

A Auren possui tarifa estabilizada, não passível das alterações apontadas acima até o respectivo vencimento do período de estabilização, para a totalidade de seus empreendimentos de geração, sejam aqueles em operação ou em construção:

- **UHE Porto Primavera:** 10 anos (jul/2019 a jun/2029)
- **Ventos do Piauí I:** por toda a outorga
- **Ventos do Araripe III:** por toda a outorga
- **Ventos do Piauí II e III:** 10 anos (jul/2022 a jun/2032)
- **Jaíba V:** 10 anos (jul/2023 a jun/2033)



Vale acrescentar que, pelos critérios divulgados até o momento, os três empreendimentos que a Companhia participa indiretamente e cujos períodos de estabilização vencem em junho de 2023, possuem a expectativa de redução das tarifas de transmissão em virtude de suas respectivas localizações:

- **UHE Campos Novos:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)
- **UHE Barra Grande:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)
- **UHE Machadinho:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)

Leilões de energia

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria Normativa nº 32/GM/MME, publicada em 20 de dezembro de 2021 (complementada pela Portaria nº 42/GM/MME), divulgou o cronograma de Leilões de Energia para o triênio 2022-2024. Esses certames são operacionalizados pela CCEE, com a coordenação da ANEEL.

Para o biênio 2023-2024 as referidas Portarias preveem leilões nos meses de:

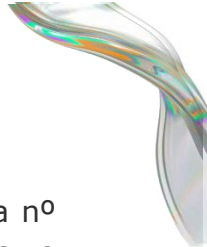
- **Março:** Leilão de Reserva de Capacidade - Energia;
- **Agosto:** Leilão de Energia Nova - LEN A-4; e
- **Dezembro:** Leilões de Energia Existente (A-1) e (A-2).

Para o ano corrente, já foram realizados os Leilões de Energia Nova (A-4) e (A-5) em 27 de maio e 14 de outubro, respectivamente. Restam os Leilões de Energia Existente (A-1) e (A-2) programados para ocorrer em dezembro.

Além dos certames para a aquisição de energia, o governo tem promovido Leilões para a Contratação de Reserva de Capacidade, conforme previsto na Lei nº 10.848 de 2004. Em 21 de dezembro de 2021, foi realizado o 1º Leilão de Reserva de Capacidade. Para o ano de 2022, o 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi realizado em 30 de setembro, nos termos da Lei nº 14.182 de 2021 (Lei de Capitalização da Eletrobrás), contratando 670 MW médios por meio de 3 empreendimentos movidos à gás natural nacional, localizados no Estado do Amazonas.

Abertura do mercado de energia

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME nº 50/2022, publicada em 28 de setembro, estabeleceu nova etapa de abertura do mercado, em continuidade às Portarias nº 514/18 e nº 465/19, que reduziram gradualmente os limites mínimos de demanda contratada para permitir a migração dos consumidores de energia elétrica do Mercado Regulado para o Mercado Livre.



A medida é resultante da discussão com a sociedade por meio da Consulta Pública nº 131/2022, que permitiu a manifestação de diversas empresas, associações e instituições, muitas das quais apoiaram a proposta do Ministério. Com a publicação da Portaria, ampliou-se, a partir de 1 de janeiro de 2024, o direito de acesso ao Mercado Livre, a todos os consumidores do Grupo A, independentemente de sua demanda contratada, de forma que passam a poder escolher seus fornecedores de energia, desde que o façam por meio da representação de agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

De acordo com dados da CCEE, disponibilizados na referida Consulta Pública e referentes a 2021, a nova etapa de abertura do mercado estenderá o direito de acesso ao Mercado Livre a consumidores que representam um consumo total de cerca de 3,9 GW médios, ou seja, 6% do consumo do Brasil, com relevantes oportunidades para a comercialização de energia.

Em 30 de setembro, o Ministério de Minas e Energia abriu nova Consulta Pública, com prazo de trinta dias para envio de contribuições, em que propõe duas novas etapas de abertura do mercado de energia, que ocorreriam a partir de 1 de janeiro de 2026 e 1 de janeiro de 2028. A partir da primeira data, o direito à escolha do supridor de energia se estenderia aos consumidores atendidos em baixa tensão com exceção daqueles enquadrados como residencial ou como rural, enquanto a partir da segunda data o direito se estenderia também aos consumidores residenciais e rurais. Assim como ocorreu na Portaria nº 50/22, os novos consumidores que exercessem o direito à migração ao Mercado Livre também precisariam ser representados por agente varejista.

Ainda de acordo com os números de 2021 divulgados pela CCEE, esses grupos que seriam beneficiados com o direito de acesso ao Mercado Livre, conforme esta última Consulta Pública, representam respectivamente cerca de 10% e 27% do consumo do Brasil.

Segmentação dos Resultados

A segmentação do negócio apresentada aqui 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, Consórcio Capim Branco, Consórcio Igarapava e Usina Picada) e Pinheiro Machado (Consórcio 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 Híbrido e Jaíba V.

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.

Importante ressaltar que a Companhia, após a conclusão da operação de reorganização societária, está passando por diversos processos de integração de suas operações e poderá haver uma revisão da estrutura societária e transações *intercompany* aqui



apresentadas. A Auren manterá o mercado informado sobre essas alterações para que haja o melhor entendimento dos resultados apresentados.

Impactos das Operações *Intercompany* no 3T22

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. Durante os últimos meses, a Auren tem se reestruturado no segmento de Comercialização com o objetivo de consolidar esses contratos na Auren Comercializadora. Neste contexto, as seguintes iniciativas foram implementadas até o final do 3T22:

- Transferência de cerca de 85% 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, segregar 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\$341 milhões em “Outros Resultados” 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 se mantêm 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*”: são 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*”: são 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\$341 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*.

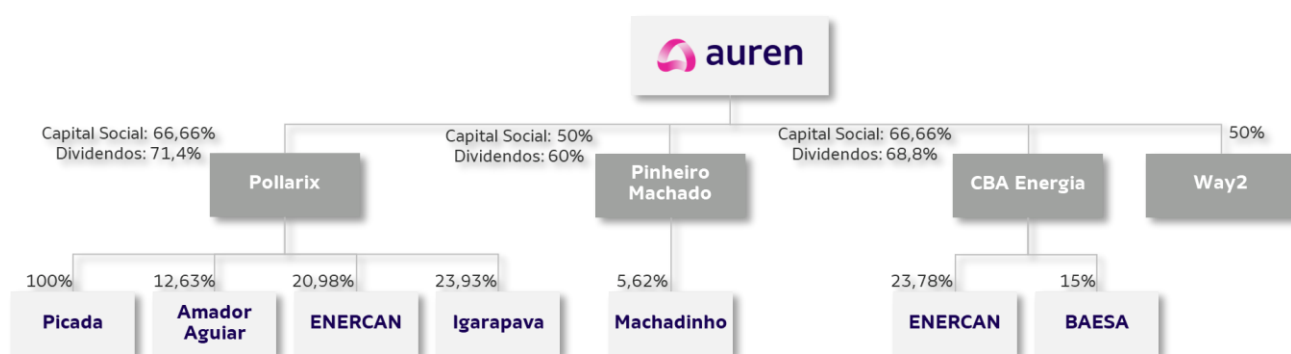
A Companhia estima concluir o processo de reestruturação desses contratos de compra e venda com terceiros na Auren Comercializadora durante o último trimestre de 2022.

Equivalência Patrimonial

Os resultados que compõe 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 Jaíba V, 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.



Projeto Eólico Serra de Ibiapaba

Por ocasião do anúncio da proposta de reorganização societária que resultou na formação da Auren, conforme divulgado pela CESP ao mercado por meio do Fato Relevante de 18 de outubro de 2021, foi informado que, dentre outros atos societários, seria realizada a segregação do projeto eólico Serra de Ibiapaba (o qual, naquele momento, pertencia à VTRM (atual Auren), ora controladora da CESP e detida pela Votorantim Energia e CPP Investments), com sua a posterior transferência a uma nova *joint-venture* (JV) a ser controlada pela Votorantim S.A. e o CPP Investments.

O projeto eólico *greenfield* Serra de Ibiapaba possui uma capacidade instalada estimada, pelo *layout target* atual, de 382 MW e localiza-se nos municípios de Carnaubal e Guaraciaba do Norte, no estado do Ceará.

Em virtude de avanços recentes no desenvolvimento preliminar deste projeto, o Conselho de Administração da Auren, por unanimidade de seus membros, e, em comum acordo com as contrapartes (Votorantim S.A. e CPP Investments), decidiu pela rescisão do acordo que previa a segregação deste projeto e sua transferência à JV, mencionada acima. Desta forma, o projeto eólico Serra de Ibiapaba permanecerá na Auren e passará a integrar sua carteira de projetos *greenfield*, sem qualquer custo ou ônus adicional à Companhia.

Anexos

DRE e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada

■ 3T22

	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
R\$ mil	3T22	3T21	Var. %	3T22	3T21	Var. %	3T22	3T21	Var. %	3T22	3T21	Var. %	3T22	3T21	Var. %	3T22	3T21	Var. %
Receita bruta	1.756.361	2.083.011	-16%	488.736	421.557	16%	155.066	47.318	228%	1.389.161	1.757.439	-21%	-	-	-	(276.602)	(143.303)	93%
Receita líquida	1.538.901	1.879.887	-18%	424.630	366.194	16%	148.984	44.132	238%	1.218.969	1.599.608	-24%	-	-	-	(253.682)	(130.047)	95%
Custo com energia	(1.056.597)	(1.719.007)	-39%	(149.843)	(183.957)	-19%	(11.969)	(6.484)	85%	(1.148.467)	(1.658.613)	-31%	-	-	-	253.682	130.047	95%
Custo com operação	(177.481)	(181.000)	-2%	(113.590)	(126.493)	-10%	(63.890)	(54.495)	17%	(1)	(12)	-92%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	781.974	-100%	-	781.974	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	304.823	761.854	-60%	161.197	837.718	-81%	73.125	(16.847)	N.M.	70.501	(59.017)	N.M.	-	-	-	-	-	-
Receitas (despesas) operacionais	37.062	(101.396)	N.M.	3.283	(79.805)	N.M.	(2.044)	(1.606)	27%	447.035	31.715	1310%	(70.441)	(51.700)	36%	(340.771)	-	-
Equivalência patrimonial	52.300	53.373	-2%	57.291	48.911	17%	-	-	-	(1.233)	-	-	255.448	68.270	274%	(259.206)	(63.808)	306%
Resultado financeiro	(53.053)	(149.130)	-64%	(58.947)	(123.212)	-52%	(24.048)	(42.022)	-43%	(5.987)	2.589	N.M.	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	341.132	564.701	-40%	162.824	683.612	-76%	47.033	(60.475)	N.M.	510.316	(24.713)	N.M.	220.936	30.085	634%	(599.977)	(63.808)	840%
Imposto de renda e contribuição social	(111.046)	(237.767)	-53%	(38.831)	(234.916)	-83%	(16.868)	(4.428)	281%	(180.582)	(4.707)	3736%	9.373	6.284	49%	115.862	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	230.086	326.934	-30%	123.993	448.696	-72%	30.165	(64.903)	N.M.	329.734	(29.420)	N.M.	230.309	36.369	533%	(484.115)	(63.808)	659%
Imposto de renda e contribuição social	111.046	237.767	-53%	38.831	234.916	-83%	16.868	4.428	281%	180.582	4.707	3736%	(9.373)	(6.284)	49%	(115.862)	-	-
Lucro antes dos impostos	341.132	564.701	-40%	162.824	683.612	-76%	47.033	(60.475)	N.M.	510.316	(24.713)	N.M.	220.936	30.085	634%	(599.977)	(63.808)	840%
Equivalência patrimonial	(52.300)	(53.373)	-2%	(57.291)	(48.911)	17%	-	-	-	1.233	-	-	(255.448)	(68.270)	274%	259.206	63.808	306%
Resultado financeiro líquido	53.053	149.130	-64%	58.947	123.212	-52%	24.048	42.022	-43%	5.987	(2.589)	N.M.	(35.929)	(13.515)	166%	-	-	-
Depreciação e Amortização	161.353	175.739	-8%	95.671	110.843	-14%	33.779	33.610	1%	442	702	-37%	31.461	30.584	3%	-	-	-
EBITDA	503.238	836.197	-40%	260.151	868.756	-70%	104.860	15.157	592%	517.978	(26.600)	N.M.	(38.980)	(21.116)	85%	(340.771)	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	(781.974)	-100%	-	(781.974)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	299.452	-100%	-	299.452	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	(1.662)	(239.822)	-99%	(1.662)	(239.822)	-99%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	15.714	46.158	-66%	15.714	46.158	-66%	-	-	-	-	-	-	151.825	-100%	-	(151.825)	-100%	-
Baixa de depósitos judiciais	767	4.547	-83%	767	4.547	-83%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de migração do plano de benefícios	(20.148)	-	-	(20.148)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	497.909	164.558	203%	254.822	197.117	29%	104.860	15.157	592%	517.978	(26.600)	N.M.	(38.980)	130.709	N.M.	(340.771)	(151.825)	124%
Margem EBITDA Ajustado	32%	9%	24 p.p.	60%	54%	6 p.p.	70%	34%	36 p.p.	42%	-2%	44 p.p.	-	-	-	134%	117%	18 p.p.

■ 9M22

	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
R\$ mil	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita bruta	4.850.428	5.114.834	-5%	1.457.617	1.291.135	13%	415.165	214.487	94%	3.623.698	3.963.629	-9%	-	-	-	(646.052)	(354.417)	82%
Receita líquida	4.269.743	4.605.281	-7%	1.269.003	1.122.458	13%	398.796	202.691	97%	3.190.902	3.601.765	-11%	-	-	-	(588.958)	(321.633)	83%
Custo com energia	(2.851.324)	(3.638.339)	-22%	(363.347)	(374.572)	-3%	(31.216)	(21.440)	46%	(3.045.719)	(3.563.960)	-15%	-	-	-	588.958	321.633	83%
Custo com operação	(520.981)	(496.721)	5%	(346.976)	(339.359)	2%	(173.876)	(157.276)	11%	(129)	(86)	50%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	781.974	-100%	-	781.974	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	897.438	1.252.195	-28%	558.680	1.190.501	-53%	193.704	23.975	708%	145.054	37.719	285%	-	-	-	-	-	-
Receitas (despesas) operacionais	(298.241)	(178.244)	67%	(127.967)	45.988	N.M.	(6.453)	(5.340)	21%	371.238	(83.884)	N.M.	(194.288)	(135.008)	44%	(340.771)	-	-
Equivalência patrimonial	147.769	143.213	3%	163.011	140.136	16%	-	-	-	(2.148)	-	-	230.476	35.345	552%	(243.570)	(32.268)	655%
Resultado financeiro	(406.954)	(562.911)	-28%	(345.766)	(449.399)	-23%	(110.952)	(126.651)	-12%	(23.923)	(1.349)	1673%	73.687	14.488	409%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	340.012	654.253	-48%	247.558	927.226	-73%	76.299	(108.016)	-171%	490.221	(47.514)	N.M.	109.875	(85.175)	N.M.	(584.341)	(32.268)	1711%
Imposto de renda e contribuição social	(117.430)	(275.892)	-57%	(36.410)	(291.021)	-87%	(39.859)	(11.469)	248%	(176.733)	2.039	N.M.	19.710	24.559	-20%	115.862	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	222.582	378.361	-41.2%	211.548	636.205	-67%	36.440	(119.485)	-130%	313.488	(45.475)	N.M.	129.585	(60.616)	N.M.	(468.479)	(32.268)	1352%
Imposto de renda e contribuição social	117.430	275.892	-57%	36.410	291.021	-87%	39.859	11.469	248%	176.733	(2.039)	N.M.	(19.710)	(24.559)	-20%	(115.862)	-	-
Lucro antes dos impostos	340.012	654.253	-48%	247.558	927.226	-73%	76.299	(108.016)	-171%	490.221	(47.514)	N.M.	109.875	(85.175)	N.M.	(584.341)	(32.268)	1711%
Equivalência patrimonial	(147.769)	(143.213)	3%	(163.011)	(140.136)	16%	-	-	-	2.148	-	-	(230.476)	(35.345)	552%	243.570	32.268	655%
Resultado financeiro líquido	406.954	562.911	-28%	345.766	449.399	-23%	110.952	126.651	-12%	23.923	1.349	1673%	(73.687)	(14.488)	409%	-	-	-
Depreciação e Amortização	504.756	501.139	1%	307.542	305.944	1%	101.121	100.748	0%	1.667	2.695	-38%	94.426	91.752	3%	-	-	-
EBITDA	1.103.953	1.575.090	-30%	738.255	1.542.433	-52%	288.372	119.383	142%	517.959	(43.470)	N.M.	(99.862)	(43.256)	131%	(340.771)	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	(781.974)	-100%	-	(781.974)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	299.452	-100%	-	299.452	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	77.210	(450.631)	N.M.	77.210	(450.631)	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	107.413	80.548	33%	107.413	80.548	33%	-	-	-	-	-	-	386.657	-100%	-	(386.657)	-100%	-
Baixa de depósitos judiciais	2.486	44.328	-94%	2.486	44.328	-94%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de migração do plano de benefícios	(20.148)	-	-	(20.148)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	1.270.914	766.813	66%	905.216	734.156	23%	288.372	119.383	142%	517.959	(43.470)	N.M.	(99.862)	343.401	N.M.	(340.771)	(386.657)	-12%
Margem EBITDA Ajustado	30%	17%	13 p.p.	71%	65%	6 p.p.	72%	59%	13 p.p.	-	-	-	-	-	-	58%	120%	-62 p.p.

Endividamento

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Amortização	Vencimento
Auren Energia	331,9				
1ª Debênture	331,9	CDI	1,48%	À vista	dez/24
CESP	2.111,3				
11ª Debênture	312,6	CDI	1,64%	7 anos	dez/25
12ª Debênture	1.798,7	IPCA	4,30%	10 anos	ago/30
Ventos do Piauí I	777,4				
BNDES	643,4	TJLP	2,16%	16 anos	jun/34
1ª Debênture	134,0	IPCA	5,47%	À vista	jun/24
Ventos do Piauí II e III	1.551,1				
BNDES	1.551,1	IPCA	4,56%	22 anos	mar/45
Ventos do Araripe III	1.107,9				
Repasse	439,7	TJLP	3,15%	12 anos	dez/29
BNDES	476,3	TJLP	2,49%	16 anos	jun/35
1ª Debênture	191,9	IPCA	6,99%	14 anos	jul/32
Total	5.879,6				

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/21

Portfólio de Ativos

■ Ativos em Operação

Ativo ⁽¹⁾	Fonte	Capacidade Instalada ⁽²⁾ (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica Indireta ⁽³⁾
Porto Primavera	Hidrelétrica	1.540,0	886,8	100,0%
Paraibuna	Hidrelétrica	87,0	47,5	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidrelétrica	71,2	39,2	10,3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾	Hidrelétrica	143,9	61,9	16,3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾	Hidrelétrica	131,9	57,1	15,0%
Amador Aguiar I e II	Hidrelétrica	40,6	25,7	9,0%
Igarapava	Hidrelétrica	35,9	22,9	17,1%
Picada	Hidrelétrica	35,7	22,1	71,4%
Machadinho	Hidrelétrica	38,8	16,2	3,4%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	100,0%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	100,0%
Total		2.688,6	1.464,2	

⁽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

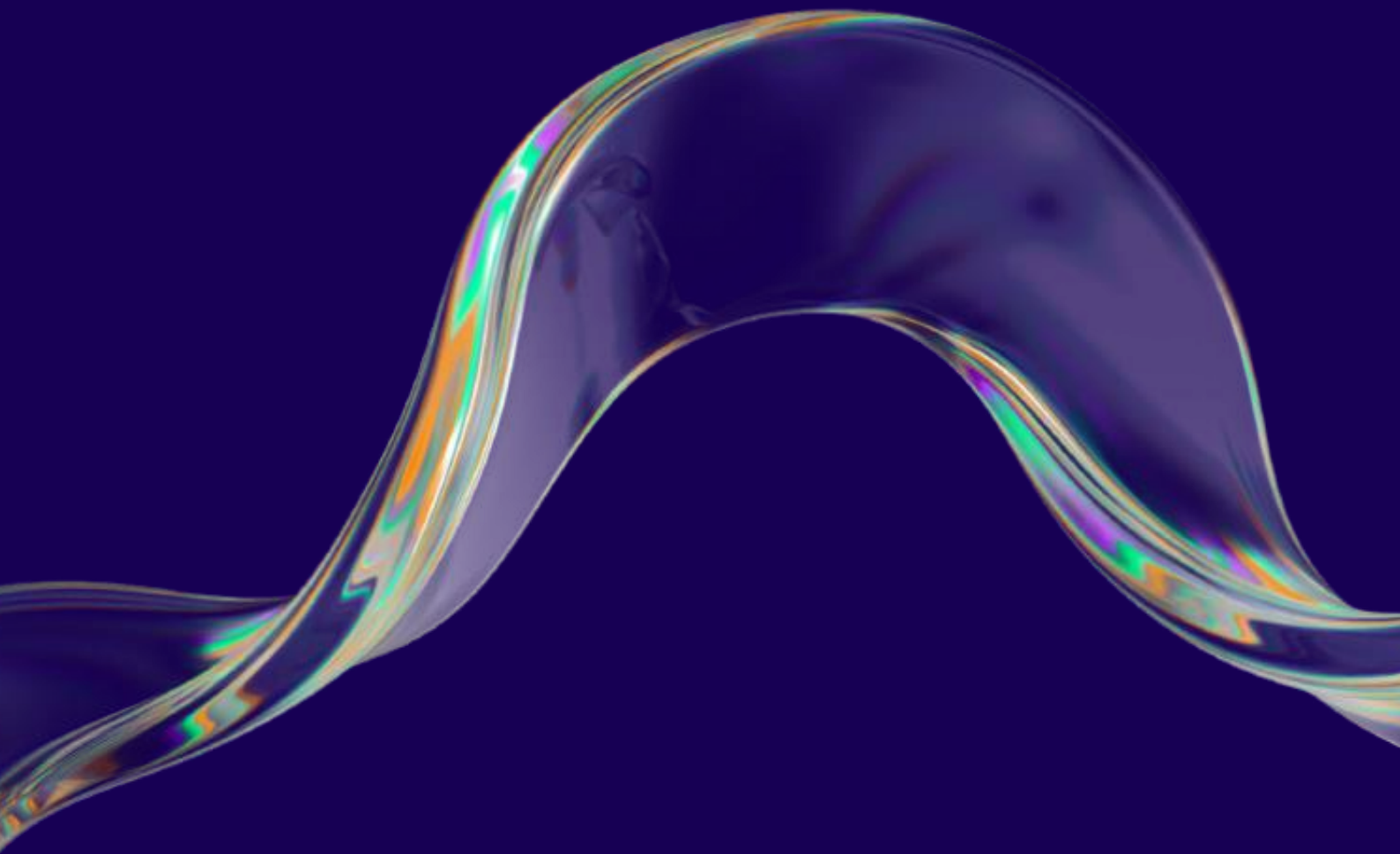
⁽⁵⁾ *Holding* Pollarix

▪ Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Ventos do Piauí II e III	Eólica	409,2	197,0	100,0%
Sol do Piauí (Híbrido)	Solar	48,0	12,7	100,0%
Jaíba V	Solar	500,0	154,2	100,0%
Total		957,2	363,9	

▪ Pipeline

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Hélio	Solar	1.210,0	355,3	100,0%
Corumbá	Hidrelétrica	81,6	51,5	51,0%
Total		1.291,6	406,8	



Earnings Release

3Q22

October 2022



Webcast

October 27, 2022

(in Portuguese with simultaneous translation into English)
11 a.m. (Brasília) | 10 a.m. (New York) | 3 p.m. (London)

[Click here](#) to access the webcast

Presentation available at ri.aurenenergia.com.br

Contacts

Investor Relations

Mario Bertoncini (VP of Finance & New Business and IRO)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On September 30, 2022:

- **AURE3:** R\$13.55
- **Market Cap:** R\$13.5 billion

Contents

3Q22 Highlights.....	4
Management Message	6
Operating Performance	8
Commercial Performance.....	15
Financial Performance	20
Contingent Liabilities and Assets	30
Regulatory Matters	33
Important Information	36
Appendices	40

3Q22 Highlights

Financial Highlights ^(a)						
R\$ million	3Q22	3Q21	Var.	9M22	9M21	Var.
Net Revenue	1,538.9	1,879.9	-18.1%	4,269.7	4,605.3	-7.3%
EBITDA	503.2	836.2	-39.8%	1,104.0	1,575.1	-29.9%
Hydroelectric Generation	254.8	197.1	29.3%	905.2	734.2	23.3%
Wind Power Generation	104.9	15.2	591.8%	288.4	119.4	141.6%
Trading	517.9	(26.6)	N.M.	518.0	(43.5)	N.M.
Holding	(39.0)	130.7	N.M.	(99.9)	343.4	N.M.
Eliminations ^(b)	(340.7)	(151.8)	124.4%	(340.8)	(386.7)	-11.9%
Adjusted EBITDA ^(c)	497.9	164.6	202.6%	1,270.9	766.8	65.7%
Adjusted EBITDA Margin	32%	9%	27 p.p.	30%	17%	13 p.p.
Net income (loss)	230.1	326.9	-29.6%	222.6	378.4	-41.2%
Operating Cash Generation	335.6	263.2	27.5%	1,058.1	1,018.4	3.9%
Free Cash Flow	(366.7)	158.1	N.M.	1,229.7	221.1	456.1%
Net Debt ^(d)	2,706.7	2,729.0	-0.8%	2,706.7	2,729.0	-0.8%
Indebtedness ratio ^(e)	1.7x	2.5x	-0.8x	1.7x	2.5x	-0.8x

(a) The financial performance reflects unaudited proforma consolidated results of Auren and has been prepared to reflect the corporate reorganization effects, as if it had taken place on January 1st, 2021, 2021 and Q122 proforma non-audited results were restated and are considered in this earnings release.

(b) The effect of R\$341 million from 3Q22 impacts the Commercialization segment and the effect of R\$152 million from 3Q21 impacts the Holding segment.

(c) Adjusted EBITDA excludes provision/reversal for litigation and judicial deposits write-offs and includes dividends received.

(d) Net debt considers borrowings and financings, leases, cash and cash equivalents, financial investments, liquidity fund and financial derivative instruments.

(e) Net debt/ Adjusted EBITDA in the last 12 months.

- **Increase of 11.3% in hydroelectric generation** compared to 3Q21, reflecting better hydrological conditions;
- Average generation of the **Ventos do Piauí I, II and III and Ventos do Ararape III** wind farms **above P90**, despite the adverse impact of less winds on account of higher rainfall;
- Final stage of construction of the **Ventos do Piauí II and III** wind farms, with approximately **90% of the total 93 wind turbines in operation** on this date. **Conclusion** of this project is slated for **November 2022**;
- Ongoing negotiations and **definition of contractual terms** of the **Jaíba V and Sol do Piauí** solar projects, which total **685 MW peak** installed capacity, with construction expected to begin in 4Q22;

- **Financing** contracted from the Brazilian Economic and Social Development Bank (**BNDES**) and Banco do Nordeste (**BNB**) for the **Sol do Piauí** (hybrid) and **Jaíba V** (solar) projects, respectively;
- **Over 5 million I-RECs traded** and more than **200 thousand tons of carbon credits**, in Brazil and abroad;
- **Increase of 203%** in consolidated **Adjusted EBITDA** from the same period last year, with adjusted EBITDA margin of 32%;
- Operating cash flow after debt service of R\$259 million, representing **cash conversion ratio¹ of 52%**;
- Leverage, as measured by the ratio of net debt to adjusted EBITDA, was 1.7x, with **cash position of R\$3.1 billion**;
- Migration of the pension plan (VIVEST) concluded.

¹ Cash Conversion Ratio = Operating Cash Flow after debt service/Adjusted EBITDA.

Management Message

In the third quarter of 2022, we advanced on our journey of creating the leading renewable energy platform in Brazil. Not only are we about to conclude the Ventos do Piauí II and III wind power project, but in August we also announced the approval for construction of the Sol do Piauí hybrid project and the Jaíba V solar project.

The construction of the Ventos do Piauí II and III wind power project on time on budget established for the installation of 93 wind turbines. Until the date of publication of this report, 79 wind turbines are in commercial operation and 4 are in test operation. By the end of November, Ventos do Piauí II and III complex will be completed adding 409 MW in installed capacity and 197 average MW in physical guarantee to Auren's portfolio.

During the period, we continued negotiations with potential partners for implementation of the Sol do Piauí and Jaíba V projects, which, once concluded, will add 548 MWac of installed capacity and 167 MWavg to Auren's physical guarantee. We also advanced in the financing of these projects. For Sol do Piauí, the Brazilian Economic and Social Development Bank (BNDES) will finance approximately R\$190 million at the cost of IPCA + 3.65% p.a. and a term of 24 years. For Jaíba V, we contracted financing of R\$300 million from Banco do Nordeste (BNB) at the cost of IPCA + 4.48% p.a. and a term of 24 years.

As for Auren's financial performance, consolidated Adjusted EBITDA came to R\$498 million in the third quarter of 2022, with margin of 32%, increasing R\$333 million 203% from the third quarter of 2021. Further, we ended the quarter with cash position of R\$3.1 billion and leverage ratio (net debt/Adjusted EBITDA) of 1.7x.

Regarding the energy market, in the period, the reservoirs in the Southeast/Midwest subsystem registered the highest levels in the last five years, reaching 57% of their maximum storage capacity, compared to 24% in the same period in 2021. As a result, the average short-term price (Differences Settlement Price – PLD) of this submarket was near the minimum PLD.

In the wind generation segment, average generation of Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III was above P90, despite the adverse impact of rainfall above expectation for August and September in the region.

In August 2022, we concluded an important step to mitigate the actuarial risk of the VIVEST Pension Plan by migrating approximately 1,200 beneficiaries (around 18% of total actuarial liabilities) to the defined contribution plan, resulting in the payment by Auren of R\$306 million of the migrated deficit.

On the ESG agenda, this was yet another quarter of consistent, in addition to engagement with initiatives with companies and institutions from different sectors across Brazil to launch actions that will position the country in the global high integrity carbon market.

We thank our shareholders, employees and business partners for supporting us in this journey of growth towards a clean and more sustainable future.

Fabio Zanfelicé

Chief Executive Officer

Mario Bertoncini

Finance & New Business VP and
Investor Relations Officer

Operating Performance

In September 2022, operational installed capacity totaled 3,048 MW, considering non-controlling interest held in hydroelectric assets. Of this total, 2,125 MW refers to hydropower, including 498 MW of assets in which the Company holds interest, and 925 MW to wind power.

Hydroelectric Generation

The Company holds 100% interest in two hydroelectric power plants: the Porto Primavera and Paraibuna HPPs, and holds interest in other seven assets: the Machadinho, Campos Novos, Barra Grande, Amador Aguiar I and II, Igarapava and Picada HPPs.

Table 1 – Generation by hydroelectric power plants 100% owned by the Company

	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Energy generation (MWavg)					
			3Q22	3Q21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
HPP Porto Primavera	1,540	887	767	683	12.3%	756	758	-0.3%
HPP Paraibuna	87	48	68	67	1.5%	39	37	3.3%
Total	1,627	935	835	750	11.3%	795	795	0.0%

Power generation at the hydroelectric plants 100% owned by the Company came to 835 MW average in 3Q22, up 11% from 3Q21 (750 MW average). The increase in generation reflects the better hydrological conditions this year, in contrast to the water crisis last year, as shown in Table 2, which severely impacted the Paraná River basin, where HPP Porto Primavera, the Company's flagship hydropower generation asset, is located.

Table 2 – Comparison of Affluent Natural Energy (ENA) from the Southeast/Midwest subsystem in 3Q21 and 3Q22.

	MWavg			% MLT ⁽²⁾		
	3Q22	3Q21	Var. (%)	3Q22	3Q21	Var (%)
July	16,810	15,752	6.7%	65%	61%	4 p.p.
August	15,856	12,284	29.1%	77%	60%	17 p.p.
September	16,125	11,124	44.9%	82%	56%	16 p.p.

In the second quarter of 2022, with the start of the wet season in Southern Brazil, rainfall was registered in that region. Therefore, to maximize the energy received by the Southeast region from the South region, hydropower generation by the hydroelectric

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

plants in the Grande, Paranaíba and Paraná River basins had to be reduced. As a result, upon a request from the National Electricity System Operator (ONS) in May, following the orders of the Exceptional Water & Energy Management Rules Chamber (CREG) and the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE), the downflow release from HPP Porto Primavera had to be reduced. As from August, with the normalization of inflows in Southern Brazil, the ONS prioritized the generation of hydroelectric power plants in the Paraná River basin to meet the system load requirements, which reflected in higher generation by the Porto Primavera HPP.

With regard to HPP Paraibuna, the generation schedule of the plant is based on the control of flows into the Paraiba do Sul River basin. In 3Q22, generation by plants at the headwaters of the Paraíba do Sul River was increased to ensure greater inflows in order to offset lower inflows caused by the end of the rainy season.

As for asset availability, the assets operated by Auren showed results above the reference values defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) and remained stable, as shown in Table 3, demonstrating the quality of asset operations and maintenance, as well as adequate management of operating risks.

Table 3 – Minimum amounts (reference) for Availability Index of our plants

	Installed Capacity (MW)	# Generation Units - GU	GU Unity Capacity (MW)	Verified Availability	ANEEL Reference Values
HPP Porto Primavera	1,540	14	110.0	95.9%	92.3%
HPP Paraibuna	87	2	43.5	99.0%	92.8%
HPP Picada	50	2	25.0	96.0%	93.4%

Wind Power Generation

Power generation at the wind farms operated by Auren totaled 540 MW in 3Q22, up 79.1% from 3Q21 (302 MWavg). The new wind complex Ventos do Piauí II and III added 153 MWavg to the Company's wind power generation, considering the wind turbines that went operational by the end of the period.

Table 4 – Generation by Wind Complexes

	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Energy generation (MWavg)					
			3Q22	3Q21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Ventos do Piauí I	206	106	143	146	-2%	104	106	-2%
Ventos do Araripe III	358	178	244	156	57%	168	97	73%
Ventos do Piauí II e III	409	197	153	-	N.M.	60	-	N.M.
Total	973	481	540	302	79%	332	203	64%

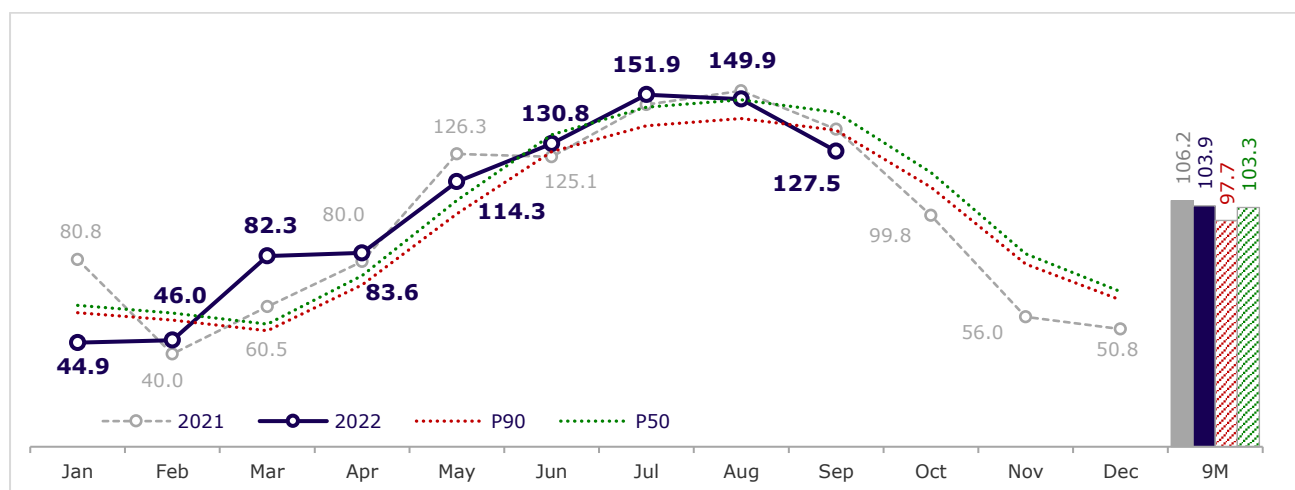
Ventos do Piauí I

In 3Q22, generation by Ventos do Piauí I was 3% higher than expected in the 90th percentile and 2% lower than average expected generation (P50). Compared to 3Q21, generation decreased 1.9%, affected by below-average winds in September 2022. Generation in 2022 is 103.9 MW average, up 6% from the 90th percentile and down 1% from average expected generation (P50).

Table 5 – Quarterly generation by the Ventos do Piauí I wind complex (2021 and 2022)

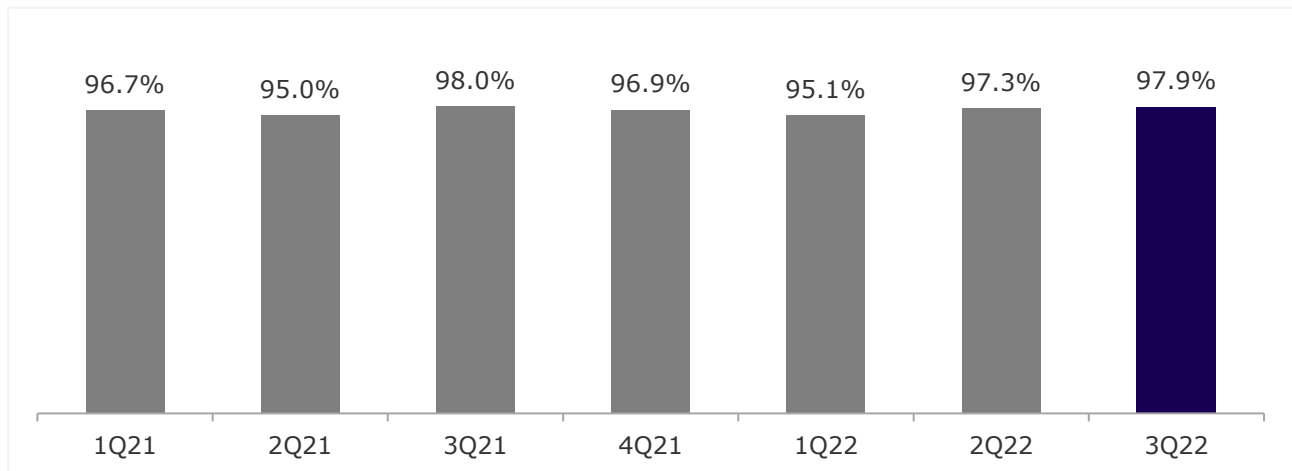
Period	Generation (MWavg)	Expected Generation P90 (MWavg)	Var. (P90)	Expected Generation P50 (MWavg)	Var. (P50)
1Q21	61.1	54.1	13%	57.1	7%
1Q22	58.1		7%		2%
2Q21	110.6	98.8	12%	104.3	6%
2Q22	109.6		11%		5%
3Q21	146.1	139.1	5%	146.1	0%
3Q22	143.3		3%		-2%
9M21	106.3	97.7	9%	103.3	3%
9M22	104.2		7%		-1%

Graphic 1 - Ventos do Piauí I: Power Generation and Certified Values for the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90) (MWavg)



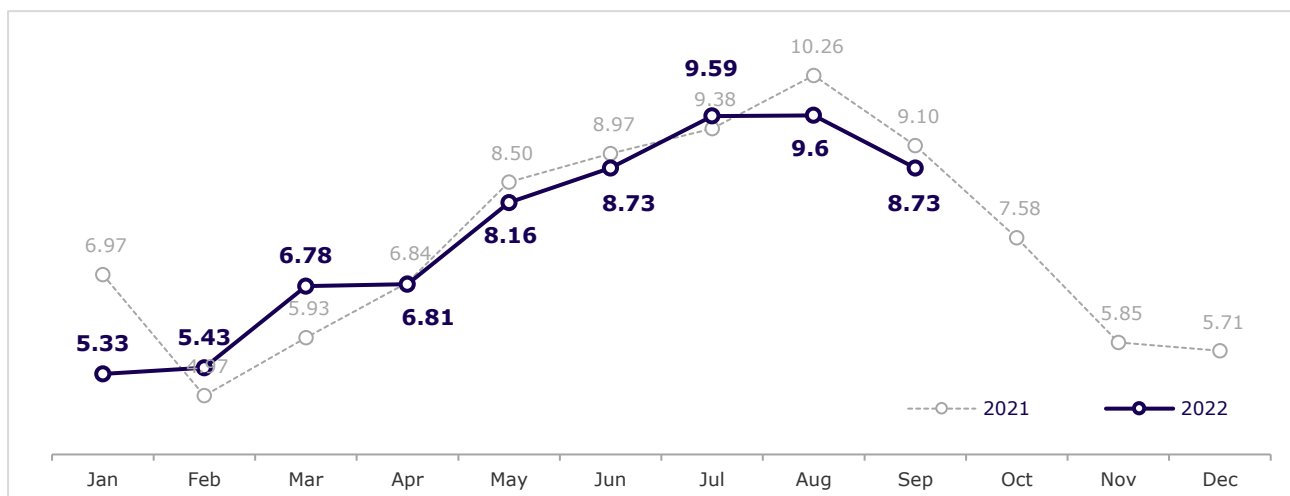
Average time availability index of the complex reached 97.9% in 3Q22, remaining stable in comparison with 3Q21 (98%).

Graphic 2 - Ventos do Piauí I: Average Time Availability (%)



In 3Q22, average wind speed was below expectations, affected by rainfall above forecast in August and September (9.3 m/s in 3Q22 vs. 9.6 m/s in 3Q21), impacted by higher-than-expected rainfall in the period.

Graphic 3 - Ventos do Piauí I: Monthly Average Wind Speed (m/s)



Ventos do Araripe III

In 3Q22, generation from Ventos do Piauí III was 1% higher than expected in the 90th percentile (P90) and 5% lower than average expected generation (P50).

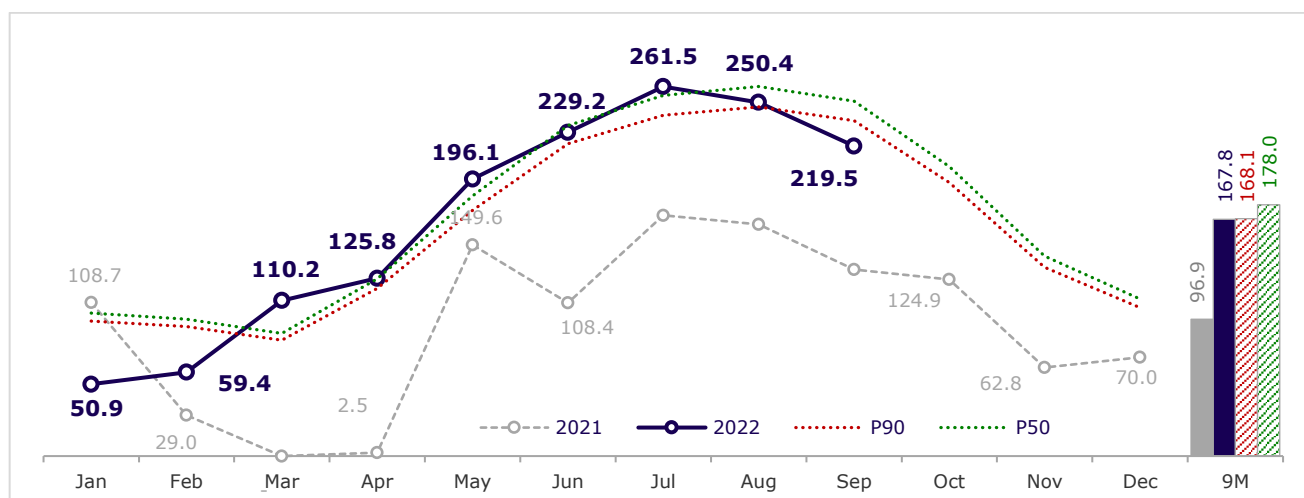
Compared to 3Q21, generation was 56.7% higher since 2021 was impacted by the incident at the transformers of the Collecting Substation, which adversely affected

generation. Total generation in 2022 is 167.8 MW average, in line with P90 and 6% lower than average expected generation (P50).

Table 6 – Quarterly generation by the Ventos do Araripe III wind complex (2021 and 2022)

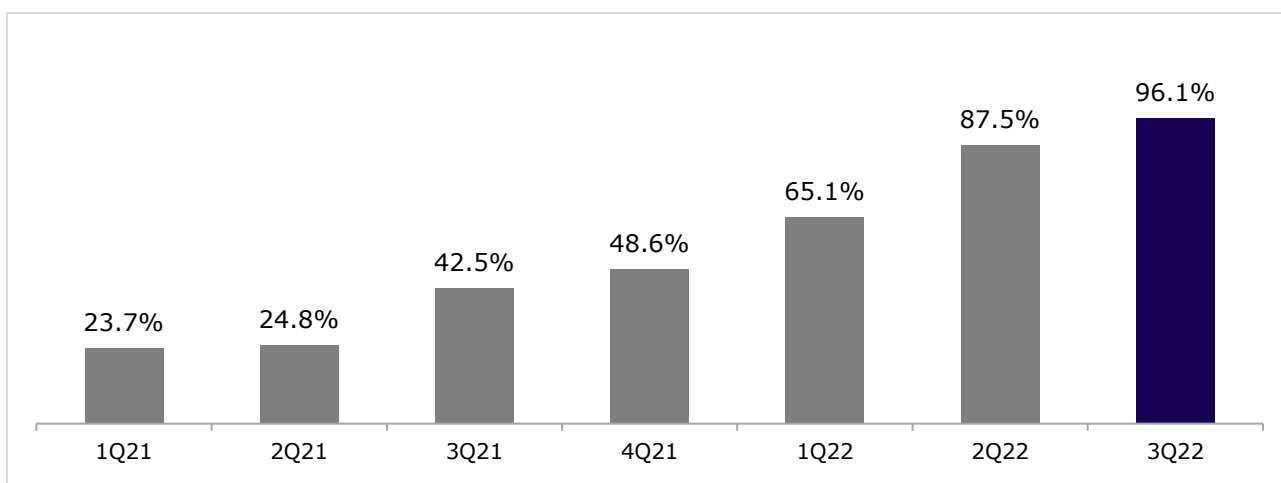
Period	Generation (MWavg)	Expected Generation 90 (MWavg)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MWavg)	Var. (P50)
1Q21	46.5	89.7	-48%	95.0	-51%
1Q22	73.9		-18%		-22%
2Q21	87.5	171.2	-49%	181.2	-52%
2Q22	183.8		7%		1%
3Q21	155.7	241.9	-36%	256.1	-39%
3Q22	244.1		1%		-5%
9M21	96.6	167.6	-42%	177.4	-46%
9M22	167.3		0%		-6%

Graphic 4 - Ventos do Araripe III: Power Generation and Certified Values for the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90) (MWavg)



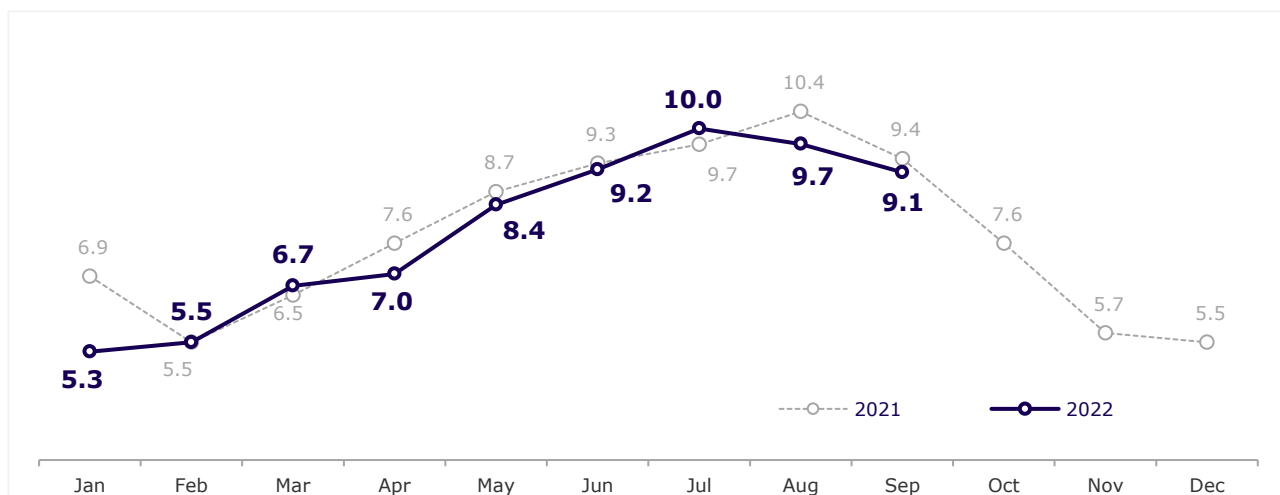
Average time availability index of the complex reached 96.1% in 3Q22, up 53.5 p.p. from 3Q21 (42.5%), indicating the progress and normalization of the asset's availability.

Graphic 5 - Ventos do Araripe III: Average Time Availability (%)



In 3Q22, average wind speed was below expectations (9.6 m/s in 3Q22 vs. 9.8 m/s in 3Q21) and concentrated rains that in the accumulated period were above expectations, but with a good recovery of availability when compared to 3Q21.

Graphic 6 - Ventos do Araripe III: Monthly Average Wind Speed (m/s)



Ventos do Piauí II and III

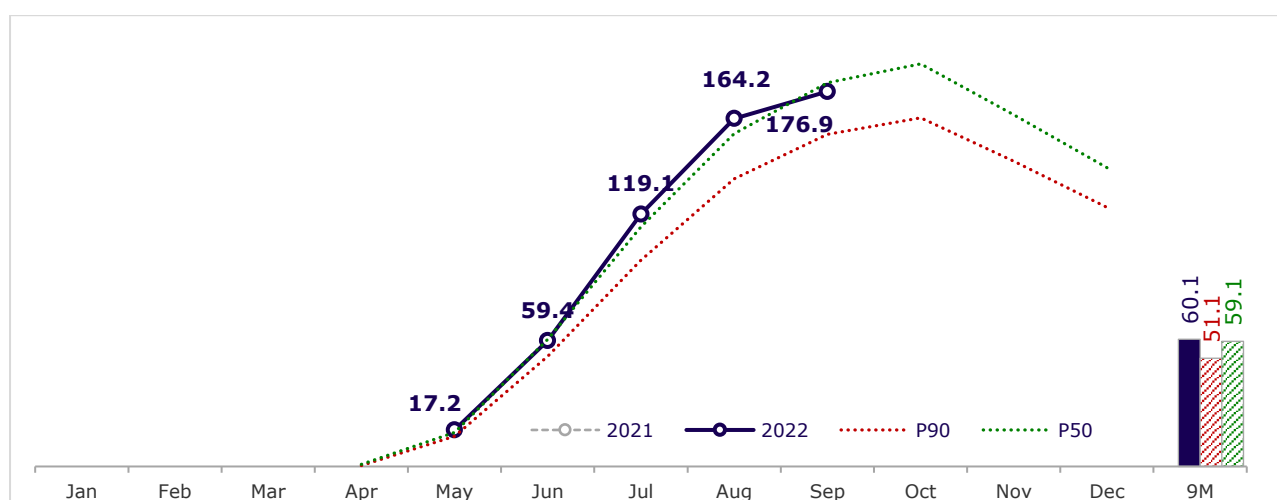
At the end of 3Q22, the plants had 60 wind turbines in commercial operation and 22 in test operation. As of the date of this report, there are 79 wind turbines in commercial operation and 4 in test operation.

In 3Q22, generation surpassed the certified P90 forecast, driven by high availability, reaching 162 MWavg in August, exceeding both the P50 and P90 levels, and 127 MWavg in September, above P90 and slightly below P50.

Table 7 – Quarterly generation by the Ventos do Piauí II and III wind complexes

Period	Generation (MW average)	Expected Generation P90 (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation P50 (MW average)	Var. (P50)
3T22	153.1	129.6	18%	149.9	2%
9M22	60.1	51.1	18%	59.1	2%

Graphic 7 - Ventos do Piauí II and III: Power Generation and Certified Values for the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90) (MWavg)



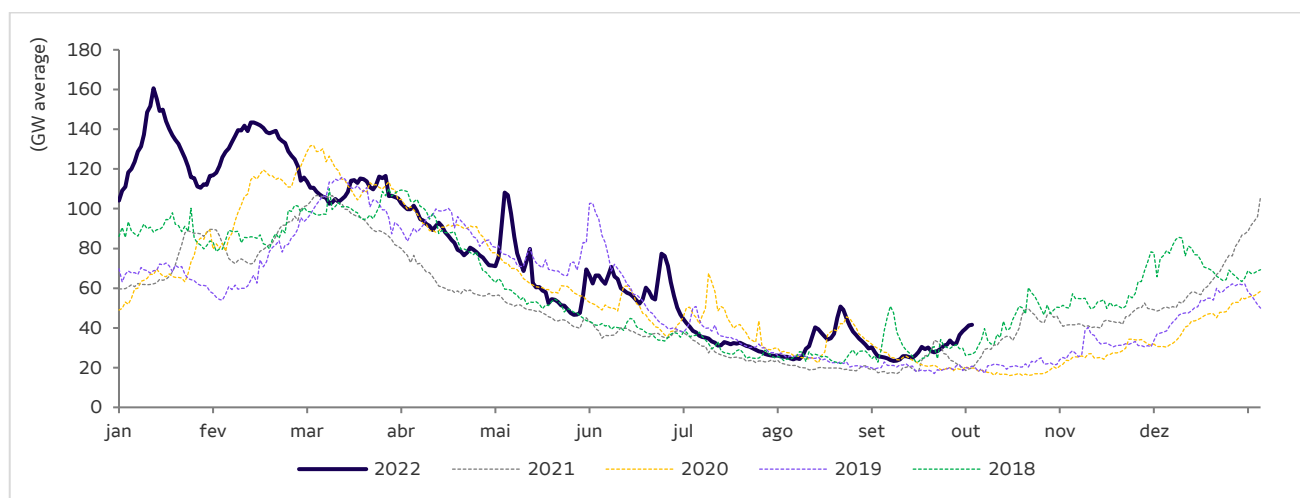
The Ventos do Piauí II and III complex should be 100% operational in November 2022. Data presented in this section as 3Q22 corresponds to the period with the wind turbines in commercial and test operation.

Commercial Performance

Energy Market

The year 2022 has witnessed the best hydrological scenario in the last 9 years. At the end of the third quarter, average affluent natural energy reached 98% of the long-term average (MLT), increasing 31 p.p. from the same period in 2021 (MLT of 67%). In 3Q22, affluent natural energy (ENA) was 79% vs. 57% in 3Q21.

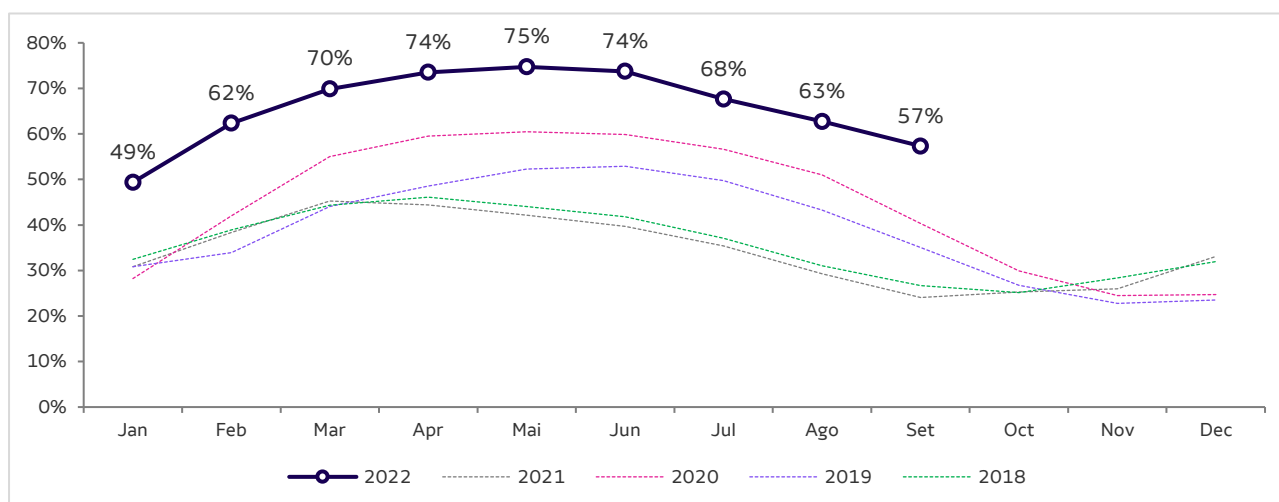
Graphic 8 - Affluent Natural Energy for the SE/MW Submarket (GWavg)



Affluent Natural Energy (% MLT)															
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	3Q	9M	Year
2018	92%	82%	86%	87%	67%	65%	64%	68%	84%	104%	116%	95%	71%	80%	85%
2019	65%	62%	90%	92%	98%	101%	77%	63%	54%	51%	65%	72%	66%	80%	77%
2020	66%	91%	99%	91%	83%	82%	92%	88%	60%	44%	59%	64%	81%	85%	80%
2021	69%	71%	82%	63%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	90%	96%	57%	67%	72%
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	-	-	-	79%	98%	-

At the end of 2Q22, the reservoirs of the National Interconnected System registered the highest levels in the last five years due to abundant inflows and thermal power dispatch above the merit order of cost. As a result, energy supply conditions were favorable, with storage levels remaining high during the dry period in key reservoirs of the National Interconnected System (SIN). At the end of September, SIN's equivalent reservoir level reached 57% of maximum capacity, versus 24% in the same period in 2021.

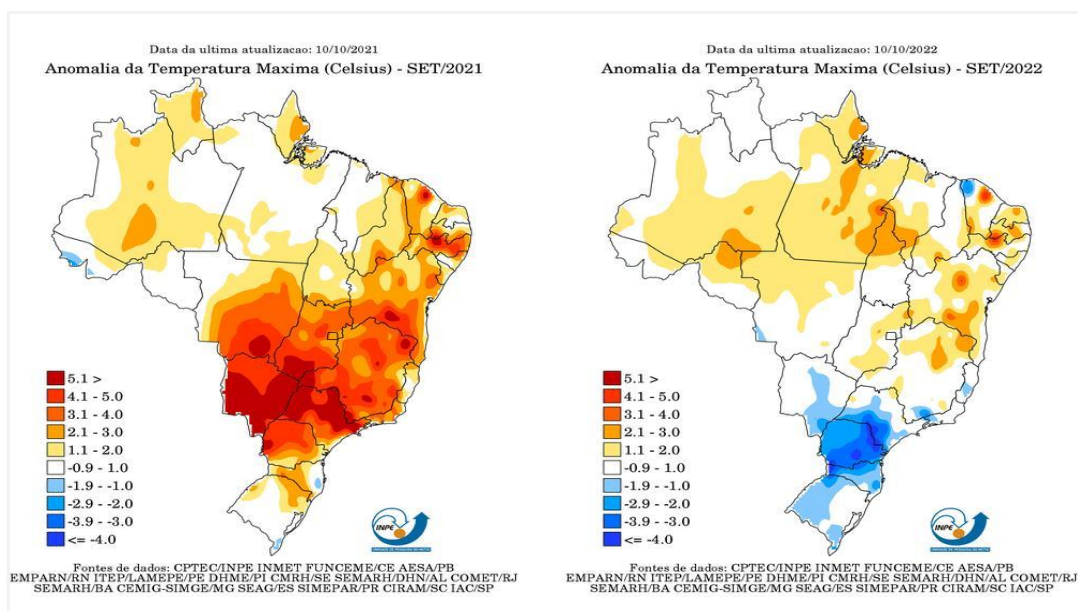
Graphic 9 - Reservoir Levels of the SE/MW Subsystem (%)



Energy consumption decreased 1% in 3Q22 vs. 3Q21 due to higher temperatures observed in the same period last year, especially in September.

According to the Center of Weather Forecast and Climate Studies (CPTEC)⁽³⁾, maximum air temperature in 2021 was higher than historical average in the Midwest, Southeast and a part of the South regions of Brazil. In some areas, the temperature was up to 5°C above normal. However, in 2022, temperature in the region has been lower or is close to the average.

Figure 1 - Maximum Temperature Anomaly (Celsius)



⁽³⁾ Source: CPTE/INPE. <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt>

In addition, 3Q21 was marked by a recovery in consumption, which had earlier contracted on account of the Covid-19 pandemic. In the year, consumption increased 0.7% from last year.

The National Electricity System Operator (ONS) estimates that consumption in 2022 will surpass that of 2021 by 1.7% ⁽⁴⁾.

Reflecting the positive hydrological scenario and better energy supply conditions, short-term average price (Differences Settlement Price – PLD) in the SE/MW submarket was R\$67/MWh in 3Q22, near the minimum PLD, nine times lower than in 3Q21 (R\$582/MWh).

As for hydroelectric displacement (GSF), the average amount observed in 3Q22 was 75%, as against 51% in 3Q21. According to projections made by the Electricity Trading Chamber (CCEE), the Generation Scaling Factor (GSF) should end 2022 at 86% vs. 73% in 2021.

Energy Balance

In 2022, Auren's operational portfolio consists of assets with total physical guarantee of 1,465 MWavg ⁽⁵⁾, which includes the portion of physical guarantee corresponding to the startup of the wind turbines of Ventos do Piauí II and III during the quarter.

Energy is traded under agreements entered into in the Free Contracting Environment (ACL) and the Regulated Contracting Environment (ACR).

Currently, assets with agreements in the ACR are HPP Porto Primavera and the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III wind complexes. All agreements in the regulated market are adjusted by the Extended National Consumer Price Index (IPCA) on the respective adjustment dates.

The breakdown of prices in the ACR and ACL environments and the average price of the generation portfolio of own assets are presented in the table below. Energy prices negotiated in the Trading segment were not considered.

⁽⁴⁾ According to the Quarterly Load Review carried out by the ONS on August 2, 2022.

⁽⁵⁾ Considering the hydroelectric assets in which Auren holds interest in addition to 100% own assets.

Table 8 – Consolidated Energy Balance Auren

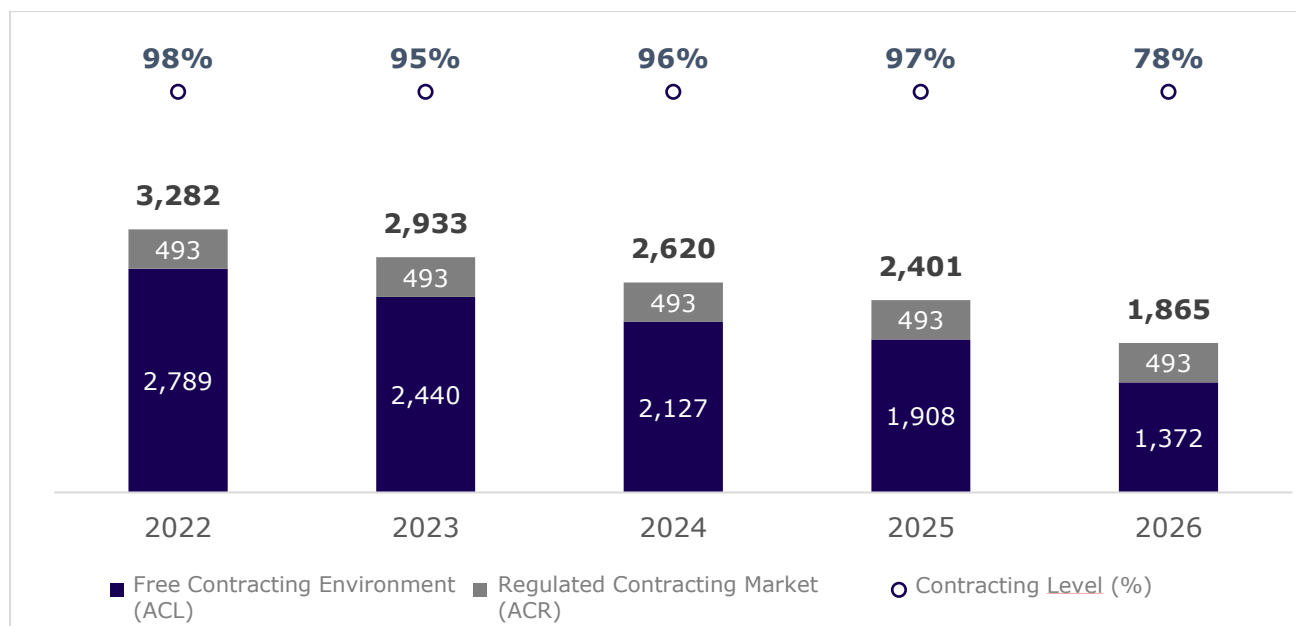
(MWavg)	2022	2023	2024	2025	2026	Gross Price at Auction (R\$/MWh)	Reference Date	Updated Auction's Gross Price (R\$/MWh)	Auction Price net of PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Physical Guarantee (gross)	1,485	1,604	1,604	1,604	1,604				
Purchases for resale	1,996	1,544	1,180	927	819				
Total Resources (A)	3,482	3,148	2,784	2,531	2,423				
ACR Contracts (B)									
1 st LEN – HPP Porto Primavera	148	148	148	148	148	116,0	01/dec/05	289.8	260.1
2 nd LEN – HPP Porto Primavera	82	82	82	82	82	125,0	01/jun/06	307.3	275.8
22 th LEN – Ventos do Piauí I	93	93	93	93	93	190,0	21/aug/15	267.5	257.7
20 th LEN – Ventos do Araripe III	15	15	15	15	15	145,0	01/nov/14	220.2	212.2
18 th LEN – Ventos do Araripe III	103	103	103	103	103	127,0	01/dec/13	203.3	195.9
6 th LER – Ventos do Araripe III	52	52	52	52	52	143,0	01/oct/14	228.1	219.8
ACL Sales (C)	2,789	2,440	2,127	1,908	1,372				
Total Sales (D = B + C)	3,282	2,933	2,620	2,401	1,865				
Balance (A - D)	199	214	164	130	559				
Average sale price of Generation Assets (R\$/MWh)									
Portfolio	239	239	222	223	228				
ACR	255	268	268	268	268				
ACL	227	217	186	183	171				

The physical energy guarantee of HPP Porto Primavera contracted in the ACR (230 MWavg) is hedged against the exposure to hydrological risk. As consideration, the Company pays a monthly premium of R\$14.32/MWh, as per the amount established by ANEEL's Normative Resolution 684/2015.

In the whole portfolio, considering generation and trading, sales volume is close to 3 GW average in 2022, twice the amount of Auren's physical guarantee for the same year, demonstrating the Company's trading capacity.

As disclosed in the previous quarter, Auren decided to focus on energy sale agreements for the coming years. The contracted level is approximately 95% of the physical guarantee for the period 2022-2025, which considers as part of the resource the entire physical guarantee of the hydroelectric power plants without any reserve to hedge against the hydrological risk.

Graphic 11 - Contracting Profile of Auren's Consolidated Portfolio (Generation and Trading) ⁽⁶⁾ (MW average)



⁶ Considering: (i) the net physical guarantees of losses in the basic network; (ii) the expected physical guarantees in Ventos do Piauí II and III; and (iii) the extension of the term of operation of HPP Paraibuna, pursuant to Ordinance 647/2022, published on May 6, 2022.

Financial Performance

The financial performance shown here for the period between 1Q21 and 1Q22 reflects Auren's consolidated unaudited, pro forma results, which reflect the effects of corporate restructuring as if such combination had taken place on January 1, 2021 ⁽⁷⁾. As of 2Q22, the audited consolidated result is considered.

Table 9 – Consolidated Income Statement

R\$ million	3Q22	3Q21	Var.	9M22	9M21	Var.
Gross Revenue	1,756.4	2,083.0	-15.7%	4,850.4	5,114.8	-5.2%
Net Revenue	1,538.9	1,879.9	-18.1%	4,269.7	4,605.3	-7.3%
Energy Costs	(1,056.6)	(1,719.0)	-38.5%	(2,851.3)	(3,638.3)	-21.6%
Operating Costs	(177.5)	(181.0)	-1.9%	(521.0)	(496.7)	4.9%
Renegotiation of the hydrological risk	-	781,974	-100.0%	-	781,974	-100.0%
Gross profit (loss)	304.8	761.9	-60.0%	897.4	1,252.2	-28.3%
Operating revenues (expenses)	37.1	(101.4)	-136.6%	(298.2)	(178.2)	67.3%
Equity Income	52.3	53.4	-2.0%	147.8	143.2	3.2%
Financial Result	(53.1)	(149.1)	-64.4%	(407.0)	(562.9)	-27.7%
Income Tax and Social Contribution	(111.0)	(237.8)	-53.3%	117.4	(275.9)	-57.4%
Net Income (Loss)	230.1	326.9	-29.6%	222.6	378.4	-41.2%
EBITDA	503.2	836.2	-39.8%	1,104.0	1,575.1	-29.9%
Reversal of Provision for Litigation	(1.7)	(239.8)	-	77.2	(450.6)	-
Dividends and Interest on Equity Received	15.7	46.2	-66.0%	107.4	80.5	33.4%
Effect of benefit plan migrations	(20.1)	-	-	(20.1)	-	-
Judicial Deposits Write-Off	0.8	4.5	-83.1%	2.5	44.3	-94.4%
Adjusted EBITDA	497.9	164.6	202.6%	1,270.9	766.8	65.7%
Adjusted EBITDA Margin	32%	9%		30%	17%	

Net Revenue

Net operating revenue amounted to R\$1,539 million in 3Q22, down 18% from 3Q21 (R\$1,880 million), mainly due to:

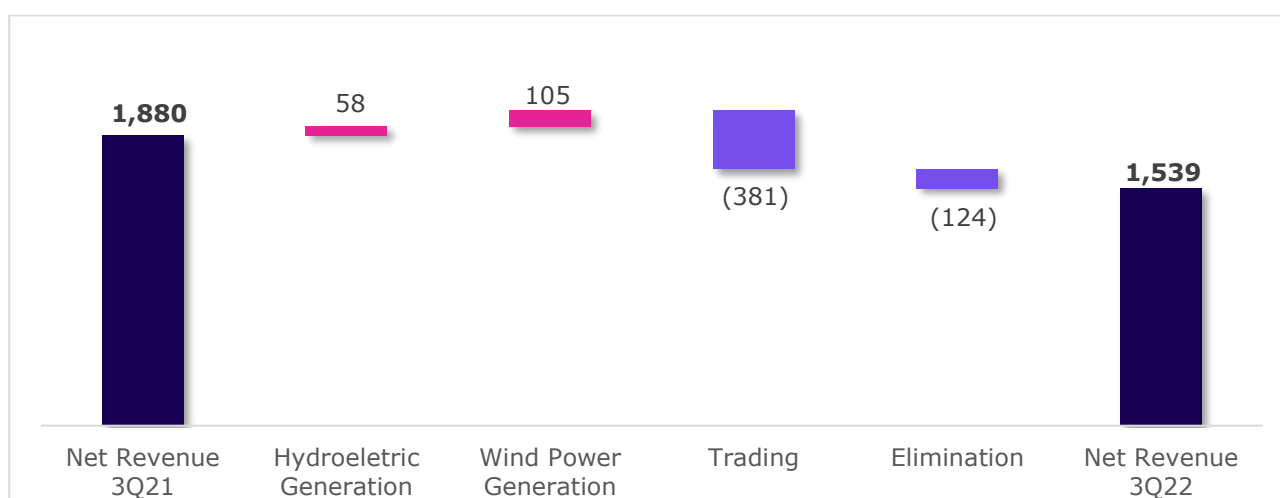
- (a) Hydroelectric Generation:** Increase of R\$58 million (16%) from 3Q21, mainly due to inflation adjustment on prices of agreements and the

⁷ The pro forma unaudited consolidated results of 2021 and 1Q22 were re-presented and changes were considered in this disclosure, as well as in the interactive spreadsheet available on the website.

termination of derivative financial instruments in foreign currency in December 2021.

- (b) Wind Power Generation:** Increase of R\$105 million, mainly due to the full re-establishment of the operational availability of Ventos do Araripe III complex in 2Q22, as well as the operational startup of the Ventos do Piauí II and III complexes, which accounted for R\$23 million (15%) of total revenue from the wind power segment.
- (c) Trading:** Reduction of R\$381 million (24%) in revenue from energy trading operations due to the renegotiation of agreements and lower market prices, resulting in revenue of R\$1,219 million in 3Q22 vs. R\$1,600 million in 3Q21.
- (d) Eliminations:** Reduction of R\$124 million due to the higher volume of intercompany operations between the generation assets and the Trading company. For a better understanding of these operations, see the section "Important Information" in this document.

Graphic 12 - Net Revenue – 3Q21 vs. 3Q22 (R\$ million)



The table detailing the breakdown of Net Revenue by segment in the quarter and the year is available in the "Appendices" section of this document.

Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses ⁽⁸⁾ totaled R\$1,197 million in 3Q22, compared to R\$2,001 million in 3Q21, decreasing R\$804 million between the periods, excluding the R\$782

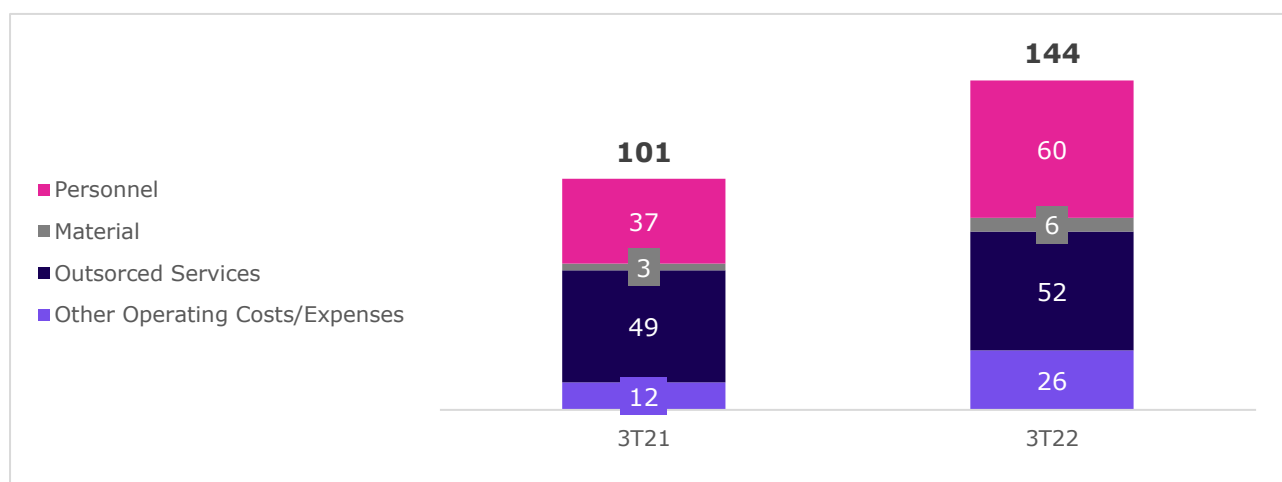
⁽⁸⁾ This total includes Energy Purchase Costs, Operating Costs and Net Operating Expenses.

million impact of the renegotiation of hydrological risk in 3Q21. The decreased is explained by:

(a) Energy purchase costs: Decrease of R\$662 million or 39% (R\$1,057 million in 3Q22 vs. R\$1,719 million in 3Q21), mainly explained by:

- **Hydroelectric generation:** Reduction of R\$34 million in energy purchased to equalize the energy balance on account of lower average prices, mainly due to better GSF during the period (75% in 3Q22 vs. 51% in 3Q21);
- **Wind power generation:** Increase of R\$5 million due to the partial operational startup of Ventos do Piauí II and III, totaling R\$12 million in 3Q22 vs. R\$6 million in 3Q21 and TUST and TUSDg tariffs readjustment;
- **Trading:** Reduction of R\$510 million, totaling R\$1,148 million in 3Q22 vs. R\$1,659 million in 3Q21, mainly due to lower market prices;
- **Intercompany operations:** Higher volume of energy traded, leading to an increase of R\$124 million in total energy cost in 3Q22. The volume that brings a positive result from the Trading business related to intercompany operations in 3Q22 does not impact Auren's Consolidated result, which is presented in the column "Eliminations" in the Income Statement. For a better understanding of these operations, see the "Important Information" section in this document.

Graphic 13 - PMSO Expenses (R\$ million)



(b) PMSO: Increase of R\$43 million year on year (R\$144 million in 3Q22 vs. R\$101 million in 3Q21), mainly due to the inflationary effect and non-recurring events, including:

- **Personnel (P):** Increase of R\$23 million (R\$60 million in 3Q22 vs. R\$37 million in 3Q21), still due to the effects of Auren's restructuring and organization, especially related to changes in organizational design and restructuring of operational teams, which impacted the Trading company and the Holding company. Non-recurring expenses account for R\$4.3 million of this increase, largely incurred in the hydroelectric segment;
- **Materials and Outsourced Services (MS):** Increase of R\$6 million (R\$58 million in 3Q22 vs. R\$52 million in 3Q21), reflecting the operational startup of the wind turbines at Ventos do Piauí II and III and higher expenses with maintenance and other services in the hydroelectric segment. Expenses with the assessment of new investment opportunities were also booked this quarter. Non-recurring expenses account for R\$2 million of this increase.
- **Other expenses (O):** Increase of R\$14 million in the period (R\$26 million in 3Q22 vs. R\$12 million in 3Q21), due to insurance and other expenses. Of this increase, non-recurring expenses totaled R\$5.5 million and were incurred in the hydroelectric and trading segments.

(c) Other expenses:

- **Reversal of provision for litigation:** the Company recorded provision of R\$2 million in 3Q22, as against the reversal of provision of R\$240 million in 3Q21, which caused a negative effect in the net result;
- **Energy futures contracts (MtM):** Positive effect (revenue) of R\$130 million (R\$188 million in 3Q22 vs. R\$58 million in 3Q21), mainly due to the change in the mark-to-market balance in the migration of agreements due to the restructuring of the Trading company, which is a non-cash effect.

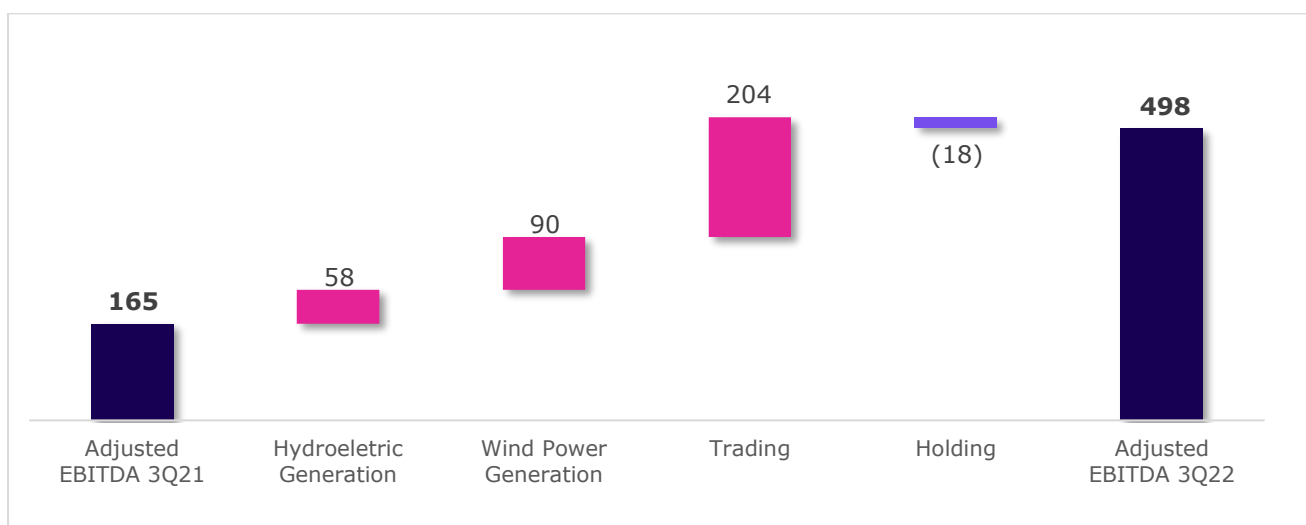
Adjusted EBITDA

Consolidated adjusted EBITDA totaled R\$498 million in 3Q22, with margin of 32%, increasing R\$333 million from 3Q21. The variation in adjusted EBITDA in the quarter is mainly due to:

(a) Hydroelectric generation: Positive effect of R\$58 million (R\$255 million in 3Q22 vs. R\$197 million in 3Q21), mainly due to:

- Increase of R\$93 million in the energy margin due to the price adjustment of sales agreements combined with better equalization of the energy balance, reflecting a better water scenario in 3Q22 compared to 3Q21.
 - Negative impact of R\$30 million of dividends of investees, thanks to the time-based shift in the cash flow generated by the R\$92 million advance in 2Q22.
- (b) Wind power generation:** Positive impact of R\$90 million (R\$104 million in 3Q22 vs. R\$15 million in 3Q21), due to higher operating revenue from the normalization of generation at Ventos do Araripe III and the operational startup of Ventos do Piauí II and III;
- (c) Trading:** Positive impact of R\$204 million compared to 3Q21, mainly explained by the result of mark-to-market of energy positions. This positive effect excludes R\$341 million of mark-to-market of intercompany contracts. This mark-to-market effects, due to the nature of the contracts, were adjusted and eliminated, and, therefore, did not affect Auren's consolidated results, as shown in the Income Statement at the end of this document. For a better understanding of these operations, see the "Important Information" section in this document;
- (d) Holding Company and Pipeline:** Impacted mainly by expenses with the restructuring of operational teams and assessment of new investment opportunities, leading to a negative result of R\$39 million in 3Q22 vs. R\$21 million in 3Q21.

Graphic 14 - Adjusted EBITDA – 3Q21 vs. 3Q22 (R\$ million)



The Adjusted EBITDA evolution shown above considers the eliminations in their corresponding segments, of which R\$341 million in the Commercialization segment and R\$152 million in the Holding + Pipeline segment. The table detailing the breakdown of Adjusted EBITDA by segment in the quarter and the year is available in the "Appendices" section of this document.

Financial Result

Table 10 - Financial Result

R\$ million	3Q22	3Q21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Financial Income	112.8	49.8	126.4%	305.7	72.4	322.3%
Financial Expenses	(165.8)	(198.9)	-16.6%	(712.7)	(635.4)	12.2%
Debt Charges	(84.0)	(58.3)	44.0%	(202.3)	(165.1)	22.5%
Monetary Adjustment	9.9	(54.3)	-118.3%	(146.6)	(136.7)	7.3%
Monetary Adjustment on Provision for Litigation	(17.7)	(17.1)	3.3%	(93.9)	(145.4)	-35.4%
Write-off of Judicial Deposits	-	(6.0)	-100.0%	(2.5)	(7.8)	-67.9%
Adjustment of Balance of Post-Employment Benefit	(41.8)	(39.5)	5.9%	(118.0)	(118.6)	-0.5%
Bank contract rescission	-	-	-	(28.0)	-	-
Charges on Discount Operations	(12.1)	(4.8)	152.1%	(36.5)	(10.3)	254.1%
Other Financial Expenses, Net	(20.1)	(18.8)	6.7%	(84.9)	(51.5)	64.9%
Net Financial Result	(53.1)	(149.1)	-64.4%	(406.9)	(563.0)	-27.7%

In 3Q22, net financial result improved, with a financial expense of R\$53 million being booked, compared to R\$149 million in 3Q21. The better result is mainly explained by:

- (a) Financial income:** Increase of R\$72 million in financial income, mainly due to higher cash investments in the period and the increase in the average interbank rate (CDI).
- (b) Debt charges:** Increase of R\$26 million due to higher gross debt, which totaled R\$5.8 billion in 3Q22 vs. R\$4.3 billion in 3Q21.
- (c) Monetary adjustment:** In 3Q22, monetary variation was a positive R\$10 million, due to the deflation of 1.3% in the IPCA index during the period.

Net Income (Loss)

Table 11 – Net Income (Loss)

R\$ million	3Q22	3Q21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
EBITDA	503.2	836.2	-39.8%	1,104.0	1,575.1	-29.9%
Depreciation and Amortization	(161.4)	(175.7)	-8.2%	(504.8)	(501.1)	0.7%
Financial Result	(53.1)	(149.1)	-64.4%	(407.0)	(562.9)	-27.7%
Income Tax and Social Contribution	(111.0)	(237.8)	-53.3%	(117.4)	(275.9)	-57.4%
Equity Income	52.3	53.4	-2.0%	147.8	143.2	3.2%
Net Income (Loss)	230.1	326.9	-29.6%	222.6	378.4	-41.2%

In 3Q22, the Company reported net income of R\$230 million, compared to net income of R\$327 million in 3Q21, mainly due to:

- (a) EBITDA:** The Company registered consolidated EBITDA (pre-adjustments) of R\$503 million, down R\$333 million from R\$836 million in 3Q21, considering the non-recurring effects of the renegotiation of hydrological risk and impairment;
- (b) Financial result:** Decrease of R\$96 million in net financial expense in 3Q22 vs. 3Q21, mainly explained by the higher financial income, resulting from higher cash position and lower inflation adjustment on debt due to deflation during the period;
- (c) Reversal of provision for litigation:** The Company reversed a provision of R\$2 million in 3Q22 vs. R\$240 million in 3Q21, which caused a negative variation in net result.

Debt

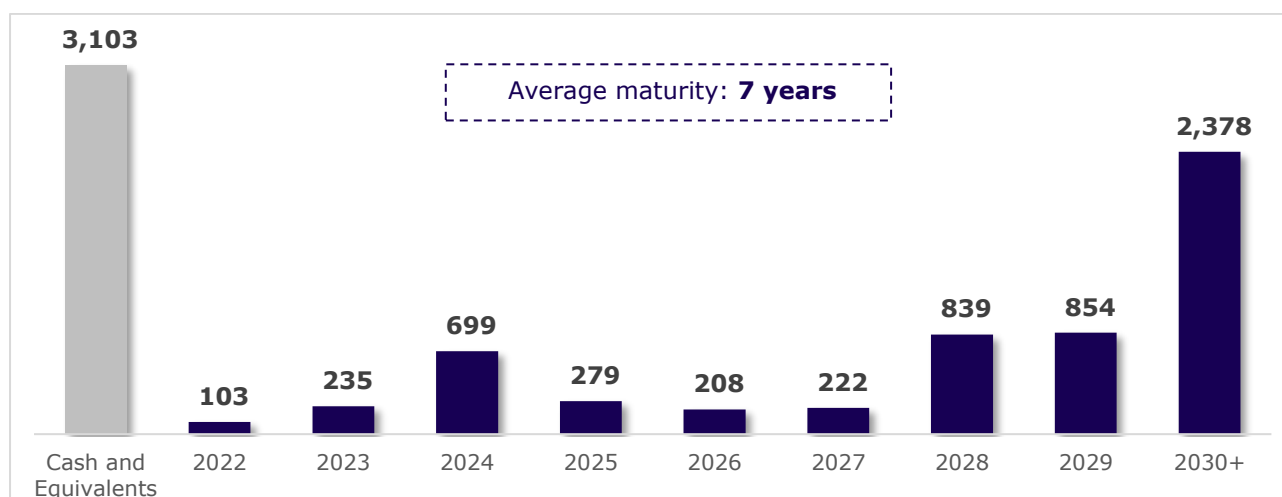
The Company ended 3Q22 with gross debt of R\$6.0 billion, compared to R\$5.8 billion in 3Q21.

Cash and cash equivalents ended 3Q22 at R\$3.1 billion, as against R\$1.7 billion in 3Q21. This balance mainly reflects: (i) investments of R\$1.5 billion from the controlling shareholder CPP Investments, in February 2022, as part of corporate restructuring; (ii) the debenture issued, in December 2021, amounting to R\$300 million for investments and strengthening the cash position.

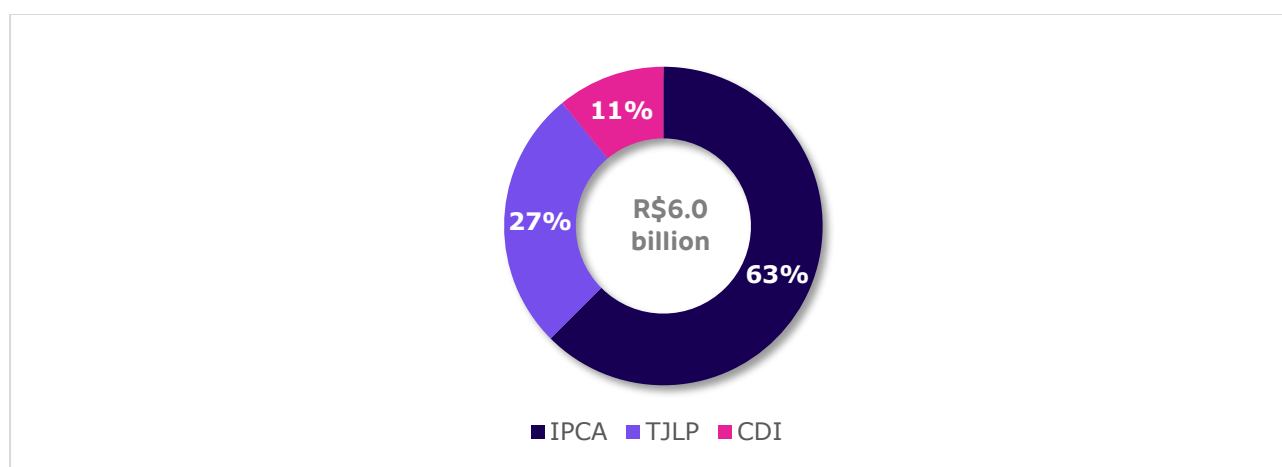
As such, the Company's consolidated net debt on September 30, 2022 was R\$2.7 billion, with average maturity of 7.3 years and the fixed average cost of the portfolio was 10.8% p.y. (IPCA + 4.8% p.y. or CDI -0.9% p.y.).

Leverage, as measured by the ratio of net debt to adjusted EBITDA, ended 3Q22 at 1.7x vs. 2.5x in 3Q21.

Graphic 15 - Amortization Schedule (R\$ million)



Graphic 16 - Gross Debt by Index (%)



The breakdown of the Company's debt portfolio, as well as the credit ratings of the Company and its subsidiaries and debt instruments are included in the "Appendices" section of this document.

Free Cash Flow

Table 12 - Free Cash Flow

R\$ million	3Q22	3Q21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Adjusted EBITDA	497.9	164.6	202.6%	1,270.9	766.8	65.7%
Cash Income Tax and Social Contribution	(7.2)	(10.4)	-30.7%	(45.7)	(63.1)	-27.6%
Working Capital	(150.8)	110.0	N.M.	(159.3)	319.3	N.M.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(4.4)	(1.0)	330.7%	(7.9)	(4.6)	70.6%
Operating Cash Flow	335.6	263.2	27.5%	1,058.1	1,018.4	3.9%
Debt Service	(76.8)	(70.5)	9.0%	(211.7)	(179.0)	18.2%
Operating Cash Flow after Debt Service	258.8	192.7	34.3%	846.4	839.3	0.8%
CAPEX Projects	(431.0)	(348.8)	23.6%	(1,412.8)	(396.0)	256.8%
Litigation Payment	(20.4)	(46.7)	-56.3%	(121.9)	(75.5)	61.4%
Funding	159.0	537.0	-70.4%	902.9	538.8	67.6%
Amortization	(27.0)	(27.5)	-1.7%	(78.9)	(79.9)	-1.2%
Capital Increase	-	-	-	1,500.0	-	-
Pension Fund Migration (VIVEST)	(306.0)	-	-	(306.0)	-	-
Share Buyback (ADR CESP)	-	-	-	-	(3.3)	-
Dividends	-	(148.6)	-	(100.0)	(602.4)	-83.4%
Free Cash Flow	(366.7)	158.1	N.M.	1,229.7	221.1	456.1%

The Company ended 3Q22 with R\$259 million of operational cash flow after debt service, which represents a cash conversion cycle of 52%. The change in operational cash flow between the quarters was mainly due to:

- (a) **Adjusted EBITDA:** R\$498 million, up 203%, and adjusted EBITDA margin of 32% (+23 p.p. vs. 9% in 3Q21).
- (b) **Working capital:** disbursement of R\$152 million in disbursements (negative R\$152 million in 3Q22 vs. R\$110 million in 3Q21), with the following main impacts:
 - Payment of installment plan to equalize the pension plan (Vivest), in the amount of R\$15 million in 3Q22, without any effects on result;
 - Variation of R\$130 million in the mark-to-market adjustment of trading activity (non-cash effect), generating a positive impact of R\$188 million in 3Q22 vs. a negative amount of R\$58 million in 3Q21, an effect specific to the trading segment and eliminated from Auren's consolidated results; and
 - Negative impact of R\$13 million between the periods, pertaining to the reimbursement related to ACR agreements, mainly referring to the shutdown of Ventos do Araripe III in 2021. The cash disbursement is linked to prior communication from CCEE.

Free cash flow in 3Q22 was a negative R\$367 million, down R\$525 million from 3Q21, due to the factors mentioned above, as well as:

- (a) CAPEX of the projects:** increase in the Capex allocated to the construction of projects currently under development (Ventos do Piauí II and III), in the amount of R\$82 million in 3Q22;
- (b) Pension Fund Migration (VIVEst):** payment of R\$306 million referring to the migrated deficit, as a result of the option exercised by participants to migrate from the defined benefit plan to the defined contribution plan.

Contingent Liabilities and Assets

Contingent Liabilities

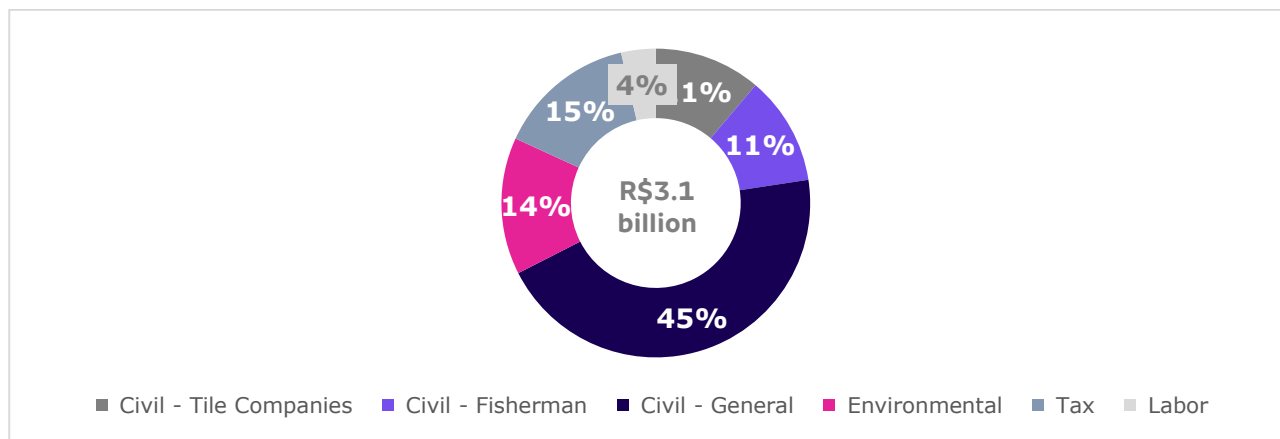
In line with Auren's contingent liability strategy, starting from 1Q22 total contingent liabilities excludes amounts of lawsuits whose likelihood of loss is considered remote.

The Company is currently a party to lawsuits that represent a total contingent liability of R\$3.1 billion, of which R\$1.4 billion pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered probable, and the balance pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered possible.

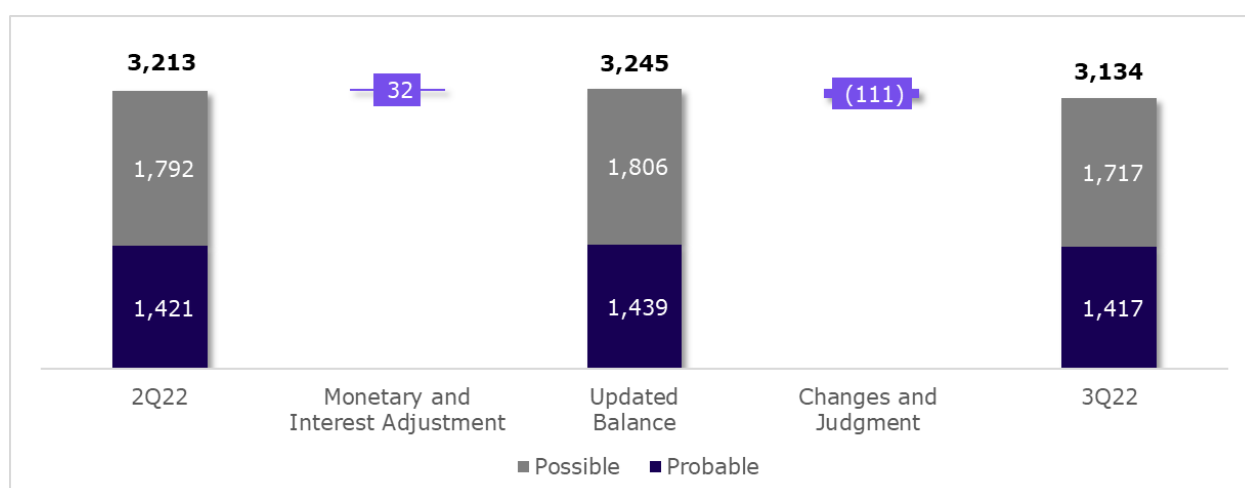
After the end of 2Q22, total contingent liabilities decreased R\$111 million, after inflation adjustment and interest, including settlements, conclusion of lawsuits whose outcome was favorable to the Company and adjustments of estimates and likelihood of loss in other lawsuits.

Probable contingent liabilities ended the quarter R\$22 million lower than in 2Q22, after inflation adjustment and interest, due to the settlements reached in the period and revision of estimates based on the developments of lawsuits.

Graphic 17 - Profile of Contingent Liabilities (R\$ % Total)



Graphic 18- Evolution of Lawsuits ⁽⁹⁾ (R\$ million)



The Company clarifies that the amount of contingent liabilities is constantly evaluated precisely because their measurement is linked to the Company's best risk estimates, including the actual progress of lawsuits.

Contingent Assets - Três Irmãos

The lawsuit disputing the indemnification for the reversibility of the Três Irmãos HPP (case no. 45939-32.2014.4.01.3400) is in the lower court in the evidentiary phase, with discussions on the latest report from the legal expert, which valued the reversible assets at R\$4.7 billion (June 2012 values).

On August 16, 2022, a lower court judge rejected the Federal Government's request for the issue of a new expert report as he considered the aforementioned expert report sufficient. However, the judge considered it was necessary to appoint a new expert in electrical engineering and with experience in energy generation and tariffs to prepare a complementary report clarifying specifically the amortization of investment costs with the tariffs paid.

Therefore, in the Company's best assessment and interpretation, a complementary report must be issued only on the above aspect, for which it is awaiting the designation of a new expert.

Pension Plan - VIVEST

As of 2020, the sharp rise in the IGP-DI index compared to other inflation indexes, combined with an adverse economic scenario, increased the deficit of pension plans with

⁹ Amount shown includes the portfolio of lawsuits of the companies after the corporate restructuring.



lifetime income benefit contracted by CESP, a wholly-owned subsidiary of Auren, from VIVEST, when the former was under government control.

To mitigate this actuarial risk, CESP has taken a series of measures in its supplementary pension plans with lifetime income benefit. One of them was the launch of a voluntary migration plan, which enabled participants of defined benefit plans (Supplementary Retirement and Pension Plan - PSAP) to transfer their assets to a new defined contribution plan.

The migration was carried out on July 1, 2022, and CESP settled R\$305 million in August 2022, related to the payment of the migrated deficit, concluding this stage of the ongoing process of mitigating the actuarial risk. Approximately 1,200 beneficiaries joined the migration plan, corresponding to around 18% of total actuarial liabilities, totaling R\$1.4 billion of the Individual Mathematical Reserve (RMI).

With this specific measure, participants who migrated no longer have their benefits associated with lifetime income and, hence, will not affect potential future actuarial deficits of the Company.

The migration resulted in a reduction of R\$326 million in the net actuarial liabilities, corresponding to the portion of the debt balance transferred to the defined contribution plan, which, compared to the R\$306 million paid for the migrated deficit, results in a gain of R\$21 million, recognized in 3Q22 as Other Operating Income and its respective tax effects.

This partial migration eliminated all future legal or constructive obligations of the Company regarding the benefits offered by the defined benefit plan to participants who exercised the option to change their pension plan.

Improvements to regulations on tariffs on the use of transmission and distribution systems

ANEEL, through Normative Resolution 1,024/2022, which regulates changes in tariff stabilization for use of transmission system (TUST), and Normative Resolution 1,041/2022, which regulates changes in the locational signal of such tariff, established a new methodology for calculating the TUST.

The changes in question can be summarized in three aspects:

- **Change in tariff stabilization:** The transmission tariff of electricity generators was set for 10 years or for the entire concession period (depending on the energy trading environment) and adjusted for inflation. As from July 2022, tariffs are defined annually.
- **Change in locational signal:** The prerogative of the new methodology is to allocate higher transmission costs to users that represent the highest burden to this transmission service, i.e., those located farther from consumption centers or that demand the greatest efforts to expand the network infrastructure.
- **Transition period and factors mitigating the tariff impact:** To reduce the tariff impact and volatility, a band of $\pm 5\%$ was established for setting the new tariffs with intensification of the locational signal. This intensification, in turn, will be defined by combining both the old and new methodologies, with its composition varying each year until the equitable proportion is achieved in July 2027. The increase of 10% p.a. in the proportion of the tariff is obtained under the new methodology until the proportion of 50% of the price under the new methodology is achieved, and the remaining 50% is priced using the old methodology.

Auren has a stabilized tariff, not subject to the above mentioned changes until the respective expiration of the stabilization period, for all its generation projects, whether they are in operation or under construction:

- **UHE Porto Primavera:** 10 years (Jul/2019 to Jun/2029)
- **Ventos do Piauí I:** for the entire concession
- **Ventos do Araripe III:** for the entire concession
- **Ventos do Piauí II and III:** 10 years (Jul/2022 to Jun/2032)
- **Jaíba V:** 10 years (Jul/2023 to Jun/2033)

It is worth adding that, according to the criteria disclosed so far, the three projects in which the Company participates indirectly and whose stabilization periods expire in June

2023, have the expectation of transmission tariff reductions due to their respective locations:

- **UHE Campos Novos:** 10 years (jul/2013 to jun/2023)
- **Barra Grande HPP:** 10 years (July 2013 to June 2023)
- **UHE Machadinho:** 10 years (Jul/2013 to Jun/2023)

Energy Auctions

The Ministry of Mines and Energy, through Normative Ordinance 32/GM/MME, published on December 20, 2021 (complemented by Ordinance 42/GM/MME), disclosed the calendar of Energy Auctions for the three-year period from 2022 to 2024. These auctions are conducted by CCEE and coordinated by ANEEL.

For the two-year period of 2023 and 2024, said Ordinances establish auctions in:

- March: Capacity Reserve Auction – Energy;
- August: New Energy Auction - LEN A-4; and
- December: Existing Energy Auctions (A-1) and (A-2).

For the current year, the New Energy Auctions (A-4) and (A-5) were held on May 27 and October 14. The Existing Energy Auctions (A-1) and (A-2) should be held in December.

In addition to the auctions for acquisition of energy, the government has been holding Auctions for Contracting Capacity Reserve, as established in Law 10,848 of 2004. On December 21, 2021, the 1st Capacity Reserve Auction was held. For 2022, the 2nd Capacity Reserve Auction was held on September 30, in accordance with Federal Law 14,182 of 2021 (Law of Eletrobrás Capitalization), contracting 670 MWavg through three projects powered by Brazilian natural gas, located in the state of Amazonas.

Opening of energy market

The Ministry of Mines and Energy, via MME Ordinance 50/2022, published on September 28, established a new phase of market opening, in continuation of Ordinances 514/18 and 465/19, which gradually reduced the minimum contracted demand limits to allow the migration of energy consumers from the Regulated Market to the Free Market.

The measure results from a public discussion, through Public Hearing 131/2022, in which various companies, associations and institutions participated and many of them supported the Ministry's proposal. With the publication of the Ordinance, as from January 1, 2024, the right to access the Free Market will be expanded to all Group A consumers, irrespective of their contracted demand, and they can choose their energy suppliers, provided they do it via representation of the retail agent at the CCEE.

According to data from CCEE pertaining to 2021 and provided at the aforementioned Public Hearing, the new phase of market opening will extend the right to access



the Free Market to consumers representing total consumption of approximately 3.9 GWavg, i.e., 6% of Brazil's consumption, with relevant opportunities for energy trading.

On September 30, the Ministry of Mines and Energy launched a new Public Hearing, with inputs accepted for a period of 30 days, proposing two new phases of energy market opening, which would take place from January 1, 2026 and January 1, 2028. As from January 1, 2026, the right to choose the energy supplier would apply to low voltage consumers, except those classified as residential or rural, while as from January 1, 2028, such right would also apply to residential and rural consumers. As with Ordinance 50/22, the new consumers exercising their right to migrate to the Free Market would need to be represented by a retail agent.

According to the 2021 data disclosed by CCEE, these groups that would be benefited by the right to access the Free Market, according to the last Public Hearing, account for 10% and 27%, respectively, of Brazil's consumption.

Important Information

Segmentation of Results

The business segmentation shown here reflects:

- **Hydroelectric Generation:** Segment comprising CESP Geradora and other hydroelectric assets in which Auren holds indirect interest through CBA Energia (BAESA and ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Consórcio Capim Branco, Consórcio Igarapava and Usina Picada) and Pinheiro Machado (Consórcio Machadinho), whose balances are recognized under equity income in the consolidated financial statements of the Company.
- **Wind Power Generation:** Segment consisting of the Ventos do Piauí I, II and III and Ventos de Araripe III wind power complexes.
- **Trading:** segment comprising Auren Comercializadora (former Votener) and CESP Comercializadora.
- **Holding Company and Pipeline:** Segment includes expenses with the Company's corporate structure and other projects in the structuring and construction phase, such as the Híbrido and Jaíba V Projects.

To download the spreadsheet with segmented results, [click here](#).

Intercompany Operations

Intercompany operations involving Auren's companies are essentially concentrated between the hydroelectric generation (largely at CESP Geradora) and wind power generation segments (Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III wind complexes) and the Trading segment (Auren Comercializadora, former Votener, and CESP Comercializadora), and refer to contracts for the purchase and sale of a portion of energy generated by these companies for sale in the free market.

Also, specifically for cases involving CESP Geradora and CESP Comercializadora, purchase and sale transactions are carried out to manage the energy balance of the hydroelectric asset to mitigate the effects of the GSF on the Company's results.

These intercompany operations are eliminated (see the "Eliminations" column) for consolidation of the results of Auren Energia.

Note that the Company, after the conclusion of corporate restructuring, is going through several operational integration processes and so the corporate structure and intercompany transactions shown here may be revised. Auren will keep the market informed of these changes to enable the best understanding of the results.

Impacts of Intercompany Operations in 3Q22

Votorantim Energia and CESP, before the formation of Auren, individually had contracts for purchase and sale of energy in their respective trading companies and generation assets. In recent months, Auren has been restructuring its Trading segment to consolidate these contracts in Auren Comercializadora. In this context, the following initiatives were implemented until the end of 3Q22:

- Transfer of approximately 85% of the future energy purchase and sale contracts with third parties (except transactions with contractual or regulatory restrictions) from the generation assets to Auren Comercializadora; and
- Creation of intercompany contracts for sale of the surplus energy between Auren's Generation and Trading segments to equalize the Company's energy balance.

This consolidation created opportunities to simplify the management of such contracts, segregate the risk and return profiles of the Generation and Trading businesses and capture important synergies from optimizing this portfolio.

In addition, given that Auren Comercializadora's accounting policy is to classify its future energy purchase and sale contracts with third parties and intercompany contracts as financial instruments measured at fair value by the result (mark-to-market adjustment), a non-recurring gain of R\$341 million was booked under "Other Results" in the Trading segment, resulting from the effect of the initial mark-to-market adjustment of these contracts.

As the Company's accounting policies remain the same, considering its consolidated financial statements, such consolidation of contracts did not have any effect on the consolidated result, and its future energy purchase and sale contracts continue to be classified according to their original classification:

- Wholesale contracts: Contracts classified outside the scope of CPC 48, as they are maintained for purposes of receipt or delivery of a non-financial item and are not subject to mark-to-market adjustment; and
- Trading contracts: Contracts classified within the scope of CPC 48, as financial instruments recognized at fair value on the date the respective contract is signed and, subsequently, are marked to market at their fair value.

To reflect this scenario, the adjustment in the "Eliminations" column, in the amount of R\$341 million, pertains to the elimination of this non-recurring effect. In the consolidated result, the mark-to-market adjustment related to the trading activity is retained.

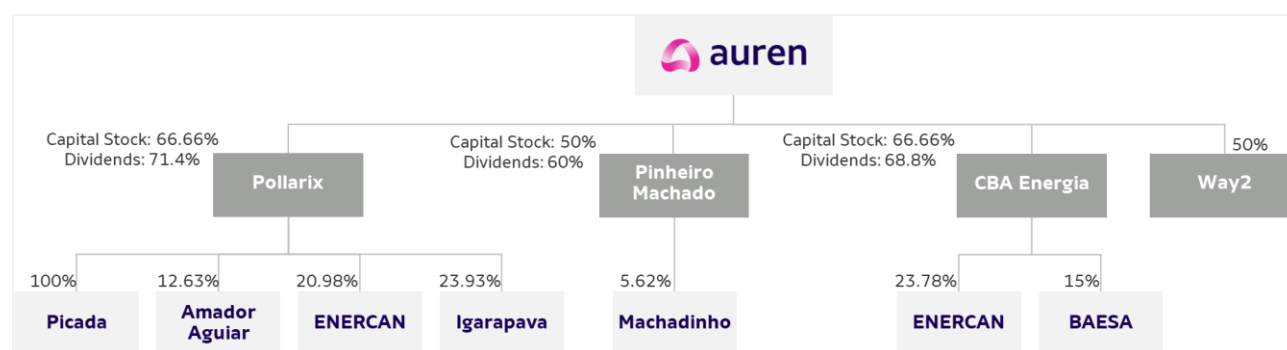
The Company expects to conclude the restructuring of these purchase and sale contracts with third parties at Auren Comercializadora in the final quarter of 2022.

Equity Income

The results that make up the equity income booked by the Company are derived from its indirect interest held in hydroelectric assets (CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado) and in Way2.

In addition to the intercompany operations mentioned in the previous section, the eliminations shown in the consolidated result include the results of each company in which Auren holds interest and which are consolidated for the purposes of the financial statements, such as CESP, Auren Comercializadora (former Votener) and the companies of the Ventos do Piauí I, II and III and Ventos do Araripe III and Jaíba V wind power complexes.

The non-controlling interest held by Auren in CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado and the interest held by Auren Comercializadora (former Votener) in Way2 are not eliminated for accounting purposes as they do not meet the criteria for consolidation of their interests.



Wind Project Serra de Ibiapaba

When CESP – Companhia Energética de São Paulo (“CESP”) announced in a Material Fact notice to the market on October 18, 2021, the proposed corporate restructuring that resulted in the organization of Auren, it informed that, among other corporate acts, the Serra de Ibiapaba wind power project (which at the time belonged to VTRM (currently Auren), the parent company of CESP and owned by Votorantim Energia and CPPIB) would be segregated and later transferred to a new joint venture to be controlled by Votorantim S.A. (“VSA”) and CPPIB.

The greenfield wind power project Serra de Ibiapaba has peak installed capacity, estimated according to its current target layout, of 382 MW and is located in the towns of Carnaubal and Guaraciaba do Norte in Ceará.

Due to the recent progress made in the preliminary development of this project, the Board of Directors of Auren, by unanimous vote of its members and as agreed with the counterparties (VSA and CPPIB), decided to terminate the agreement that envisaged

the segregation of this project and its transfer to the new joint venture, as mentioned above. Therefore, the Serra de Ibiapaba wind power project will remain with Auren and be part of Auren's portfolio of greenfield projects, without any additional cost or burden to the Company.

Appendices

Income Statement and Adjusted EBITDA - Segmented

■ 3Q22

	Consolidated			Hydroelectric Generation			Wind Power Generation			Trading			Holding			Elimination		
R\$ thousand	3Q22	3Q21	Var. %	3Q22	3Q21	Var. %	3Q22	3Q21	Var. %	3Q22	3Q21	Var. %	3Q22	3Q21	Var. %	3Q22	3Q21	Var. %
Gross revenue	1,756,361	2,083,011	-16%	488,736	421,557	16%	155,066	47,318	228%	1,589,161	1,757,439	-21%	-	-	-	(276,602)	(143,303)	93%
Net Revenue	1,538,901	1,879,887	-18%	424,630	366,194	16%	148,984	44,132	238%	1,218,969	1,599,608	-24%	-	-	-	(253,682)	(130,047)	95%
Purchased energy costs	(1,056,597)	(1,719,007)	-39%	(149,843)	(183,957)	-19%	(11,969)	(6,484)	85%	(1,148,467)	(1,658,613)	-31%	-	-	-	253,682	130,047	95%
Operating costs	(177,481)	(181,000)	-2%	(113,590)	(126,493)	-10%	(63,890)	(54,495)	17%	(1)	(12)	-92%	-	-	-	-	-	-
Hydrological risk exposure	-	781,974	-100%	-	781,974	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gross profit (loss)	304,823	761,854	-60%	161,197	837,718	-81%	73,125	(16,847)	N.M.	70,501	(59,017)	N.M.	-	-	-	-	-	-
Operating revenues (expenses)	37,062	(101,396)	N.M.	3,283	(79,805)	N.M.	(2,044)	(1,606)	27%	447,035	31,715	1310%	(70,441)	(51,700)	36%	(340,771)	-	-
Equity income	52,300	53,373	-2%	57,291	48,911	17%	-	-	-	(1,233)	-	-	255,448	68,270	274%	(259,206)	(63,808)	306%
Financial result	(53,053)	(149,130)	-64%	(58,947)	(123,212)	-52%	(24,048)	(42,022)	-43%	(5,987)	2,589	N.M.	35,929	13,515	166%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and social	341,132	564,701	-40%	162,824	683,612	-76%	47,033	(60,475)	N.M.	510,316	(24,713)	N.M.	220,936	30,085	634%	(599,977)	(63,808)	840%
Income tax and social contribution	(111,046)	(237,767)	-53%	(38,831)	(234,916)	-83%	(16,868)	(4,428)	281%	(180,582)	(4,707)	3736%	9,373	6,284	49%	115,862	-	-
Net income (loss)	230,086	326,934	-30%	123,993	448,696	-72%	30,165	(64,903)	N.M.	329,734	(29,420)	N.M.	230,309	36,369	533%	(484,115)	(63,808)	659%
Income tax and social contribution	(111,046)	(237,767)	-53%	(38,831)	(234,916)	-83%	(16,868)	(4,428)	281%	(180,582)	(4,707)	3736%	(9,373)	(6,284)	49%	(115,862)	-	-
Net income (loss) before income tax and social	341,132	564,701	-40%	162,824	683,612	-76%	47,033	(60,475)	N.M.	510,316	(24,713)	N.M.	220,936	30,085	634%	(599,977)	(63,808)	840%
Equity income	(52,300)	(53,373)	-2%	(57,291)	(48,911)	17%	-	-	-	1,233	-	-	(255,448)	(68,270)	274%	259,206	63,808	306%
Financial result	53,053	149,130	-64%	58,947	123,212	-52%	24,048	42,022	-43%	5,987	(2,589)	N.M.	(35,929)	(13,515)	166%	-	-	-
Depreciation and amortization	161,353	175,739	-8%	95,671	110,843	-14%	33,779	33,610	1%	442	702	-37%	31,461	30,584	3%	-	-	-
EBITDA	503,238	836,197	-40%	260,151	868,756	-70%	104,860	15,157	592%	517,978	(26,600)	N.M.	(38,980)	(21,116)	85%	(340,771)	-	-
Hydrological risk exposure	-	(781,974)	-100%	-	(781,974)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impairment reversal of property, plant and equipment	-	299,452	-100%	-	299,452	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversal of provision for litigation	(1,662)	(239,822)	-99%	(1,662)	(239,822)	-99%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividends and Interest nn equity received	15,714	46,158	-66%	15,714	46,158	-66%	-	-	-	-	-	-	-	151,825	-100%	(151,825)	-100%	-
Judicial deposits write-off	767	4,547	-83%	767	4,547	-83%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefit plan migration effect	(20,148)	-	-	(20,148)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA	497,909	164,558	203%	254,822	197,117	29%	104,860	15,157	592%	517,978	(26,600)	N.M.	(38,980)	130,709	N.M.	(340,771)	(151,825)	124%
Adjusted EBITDA Margin	32%	9%	24 p.p.	60%	54%	6 p.p.	70%	34%	36 p.p.	42%	-2%	44 p.p.	-	-	-	134%	117%	18 p.p.

■ 9M22

	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
R\$ mil	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita bruta	4.866.157	5.114.834	5%	1.457.617	1.291.135	-11%	415.705	214.487	-48%	3.641.824	3.963.629	9%	-	-	-	(648.989)	(354.417)	-45%
Receita líquida	4.269.743	4.605.281	8%	1.269.003	1.122.458	-12%	398.796	202.691	-49%	3.190.902	3.601.765	13%	-	-	-	(588.958)	(321.633)	-45%
Custo com compra de energia	(2.851.324)	(3.638.339)	28%	(363.347)	(374.572)	3%	(31.216)	(21.440)	-31%	(3.045.719)	(3.563.960)	17%	-	-	-	588.958	321.633	-45%
Custo com operação	(520.981)	(496.721)	-5%	(346.976)	(339.359)	-2%	(173.876)	(157.276)	-10%	(129)	(86)	-33%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	781.974	-	-	781.974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	897.438	1.252.195	40%	558.680	1.190.501	113%	193.704	23.975	-88%	145.054	37.719	-74%	-	-	-	-	-	-
Receitas (despesas) operacionais	(298.241)	(178.244)	-40%	(127.967)	45.988	-136%	(6.453)	(5.340)	-17%	371.238	(83.884)	-123%	(194.288)	(135.008)	-31%	(340.771)	-	-100%
Equivalência patrimonial	147.769	143.213	-3%	163.011	140.136	-14%	-	-	-	(2.148)	-	-100%	230.476	35.345	-85%	(243.570)	(32.268)	-87%
Resultado financeiro	(406.954)	(562.911)	38%	(345.766)	(449.399)	30%	(110.952)	(126.651)	14%	(23.923)	(1.349)	-94%	73.687	14.488	-80%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	340.012	654.253	92%	247.958	927.226	274%	76.299	(108.016)	-242%	490.221	(47.514)	-110%	109.875	(85.175)	-178%	(584.341)	(32.268)	-94%
Imposto de renda e contribuição social	(117.430)	(275.892)	135%	(36.410)	(291.021)	699%	(39.859)	(11.469)	-71%	(176.733)	2.039	-101%	19.710	24.559	25%	115.862	-	-100%
Lucro (prejuízo) líquido	222.582	378.361	70%	211.548	636.205	201%	36.440	(119.485)	-428%	313.488	(45.475)	-115%	129.585	(60.616)	-147%	(468.479)	(32.268)	-93%
Imposto de renda e contribuição social	117.430	275.892	135%	36.410	291.021	699%	39.859	11.469	-71%	176.733	(2.039)	-101%	(19.710)	(24.559)	25%	(115.862)	-	-100%
Lucro antes dos impostos	340.012	654.253	92%	247.958	927.226	274%	76.299	(108.016)	-242%	490.221	(47.514)	-110%	109.875	(85.175)	-178%	(584.341)	(32.268)	-94%
Equivalência patrimonial	(147.769)	(143.213)	-3%	(163.011)	(140.136)	-14%	-	-	-	2.148	-	-100%	(230.476)	(35.345)	-85%	243.570	32.268	-87%
Resultado financeiro líquido	406.954	562.911	38%	345.766	449.399	30%	110.952	126.651	14%	23.923	1.349	-94%	(73.687)	(14.488)	-80%	-	-	-
Depreciação e Amortização	504.756	501.139	-1%	307.542	305.944	-1%	101.121	100.748	0%	1.667	2.695	62%	94.426	91.752	-3%	-	-	-
EBITDA	1.103.953	1.575.090	43%	738.255	1.542.433	109%	288.372	119.383	-59%	517.959	(43.470)	-108%	(99.862)	(43.256)	-57%	(340.771)	-	-100%
Repactuação do risco hidrológico	-	(781.974)	-	-	(781.974)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	299.452	-	-	299.452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	77.210	(450.631)	-684%	77.210	(450.631)	-684%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	107.413	80.548	-25%	107.413	80.548	-25%	-	-	-	-	-	-	386.657	-	-	(386.657)	-	-
Baixa de depósitos judiciais	2.486	44.328	1683%	2.486	44.328	1683%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de migração do plano de benefícios	(20.148)	-	-100%	(20.148)	-	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	1.270.914	766.813	-40%	905.216	734.156	-19%	288.372	119.383	-59%	517.959	(43.470)	-108%	(99.862)	343.401	-444%	(340.771)	(386.657)	13%
Margem EBITDA Ajustado	30%	17%	13 p.p.	71%	65%	6 p.p.	72%	59%	13 p.p.	42%	-2%	44 p.p.	-	-	-	58%	120%	38 p.p.

Debt

	Gross Debt (R\$ million)	Index	Spread	Amortization	Maturity
Auren Energia	331.9				
1 st Debenture	331.9	CDI	1.48%	Bullet	Dec/24
CESP	2,111.3				
11 th Debenture	312.6	CDI	1.64%	7 years	Dec/25
12 th Debenture	1,798.7	IPCA	4.30%	10 years	Aug/30
Piauí I	777.4				
BNDES	643.4	TJLP	2.16%	16 years	Jun/34
1 st Debenture	134.0	IPCA	5.47%	Bullet	Jun/24
Piauí II e III	1,551.1				
1 st BNDES	1,551.1	IPCA	4.56%	22 years	Mar/45
Araripe III	1,107.9				
Repasse	439.7	TJLP	3.15%	12 years	Dec/29
BNDES	476.3	TJLP	2.49%	16 years	Jun/35
1 st Debenture	191.9	IPCA	6.99%	14 years	Jul/32
Total	5,879.6				

Ratings

	Agency	Rating	Outlook	Updated on
Auren - Corporate	Fitch Ratings	BBB - AAA (bra)	Negativo Estável	Mar/22
CESP - Corporate	Standard & Poor's	BB - br.AAA	Estável	May/21
CESP - 12th Debenture	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	Oct/21

Asset Portfolio

▪ Assets in operation

Asset ¹	Source	Installed Capacity ² (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Economic Interest ³
Porto Primavera	Hydro	1,540.0	886.8	100.0%
Paraibuna	Hydro	87.0	47.5	100.0%
Barra Grande (BAESA)	Hydro	71.2	39.2	10.3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁴	Hydro	143.9	61.9	16.3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁴	Hydro	131.9	57.1	15.0%
Amador Aguiar I e II	Hydro	40.6	25.7	9.0%
Igarapava	Hydro	35.9	22.9	17.1%
Picada	Hydro	35.7	22.1	71.4%
Machadinho	Hydro	38.8	16.2	3.4%
Ventos do Piauí I	Wind	205.8	106.3	100.0%
Ventos do Araripe III	Wind	357.9	178.5	100.0%
Total		2,688.6	1,464.2	

(1) Includes assets in which the Company has investments: CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado.

(2) Installed capacity proportional to the ownership indirect interest held by the Company in the assets.

(3) Indirect ownership interest held by Auren in the assets. At the holding company level, Auren has a differentiated dividend stake (CBA Energia +10%; Pollarix +25%; Pinheiro Machado +50%).

(4) Holding company CBA Energia.

(5) Holding company Pollarix.

■ Assets under construction

Asset	Source	Installed Capacity ² (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Economic Interest ³
Ventos do Piauí II e III	Wind	409.2	197	100.00%
Sol do Piauí (Hybrid)	Solar	48.0	12.7	100.0%
Jaíba V	Solar	500.0	154.2	100.0%
Total		957.2	363.9	

■ Pipeline

Asset	Source	Installed Capacity ² (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Economic Interest ³
Hélios	Solar	1,210.0	355.3	100.0%
Corumbá	Hydro	81.6	51.5	51.0%
Total		1,291.6	406.8	