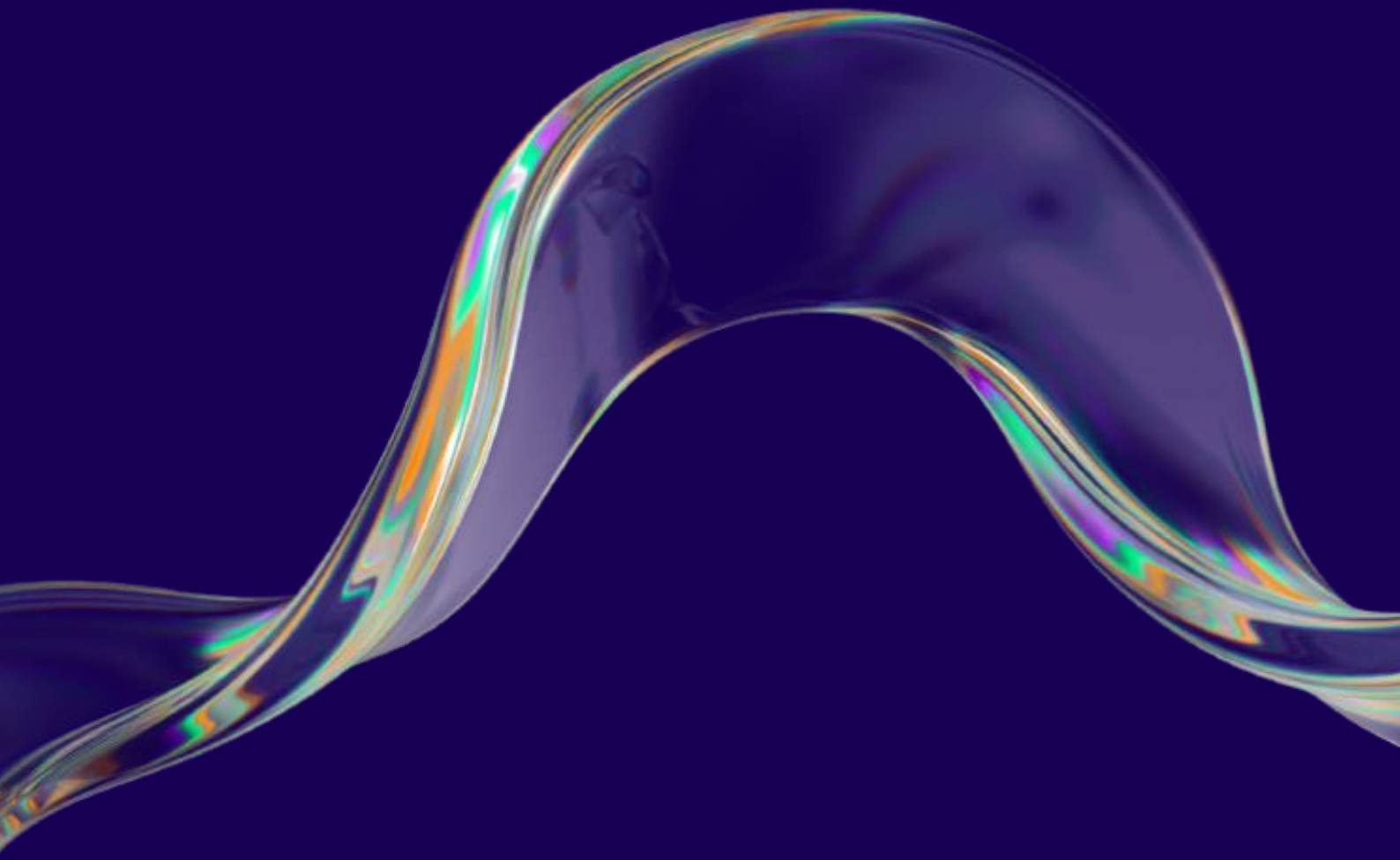
auren



Release de Resultados 2T22

Agosto 2022

Webcast

12 de agosto 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 *link*

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@aurenenergia.com.br
ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de junho de 2022:

- AURE3: R$13,62
- Valor de Mercado: R$13,6 bilhões

Sumário

Destaques 2T22 4

Carta da Administração 5

Desempenho Operacional 7

Desempenho Comercial 12

Desempenho Financeiro 16

Eventos Subsequentes 25

Contencioso Passivo e Ativo 25

Plano de Pensão - VIVEST 28

Temas Regulatórios 29

Informações Importantes 31

Anexos 33

DRE e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada 33

Endividamento 35

Ratings 35

Portfólio de Ativos 36

Destaques 2T22

Destaques Financeiros[a]						
R$ milhões	**2T22**	**2T21**	**Var.**	**1S22**	**1S21**	**Var.**
Receita Operacional Líquida	1.346,7	1.329,8	1,3%	2.730,8	2.725,4	0,2%
EBITDA	298,4	221,8	34,5%	600,7	738,9	-18,7%
Hidrelétrica	222,6	248,3	-10,4%	478,1	673,8	-29,0%
Eólica	101,4	28,5	256,0%	183,5	104,2	76,0%
Comercialização	7,9	(38,5)	-120,6%	0,0	(16,9)	-100,1%
Holding	(33,6)	(16,5)	103,6%	(60,9)	(22,1)	175,0%
EBITDA Ajustado[b]	424,5	248,3	71,0%	773,0	602,3	28,4%
Margem EBITDA Ajustada	31,5%	17,8%	13,7 p.p.	25,2%	20,6%	4,6 p.p.
Resultado Líquido	(2,0)	(83,5)	-97,6%	(7,5)	51,4	-114,6%
Geração de Caixa Operacional	443,6	418,5	6,0%	720,9	752,9	-4,3%
Fluxo de Caixa Livre	173,8	(147,2)	-218,1%	1.594,8	60,7	2527,3%
Dívida Líquida[c]	2.129,8	2.305,1	-7,6%	2.129,8	2.305,1	-7,6%
Alavancagem[d]	1,78x	2,21x	-0,43x	1,78x	2,21x	-0,43x

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

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

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

(d) Dívida líquida / EBITDA Ajustado últimos 12 meses.

- **Aumento de 71% do EBITDA Ajustado** no 2T22, comparado ao mesmo período do ano anterior;
- Geração de Caixa Operacional, após o serviço da dívida, de R$385 milhões no 2T22, com **índice de conversão de caixa**[1] **de 91,5%**;
- **Geração dos parques eólicos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III** no 2T22 **acima do P50** em 5,0% e 1,4%, respectivamente;
- **Avanço, *on time on budget***, da construção dos parques eólicos **Ventos do Piauí II e III** com 60% dos aerogeradores em operação, e **conclusão** prevista para **nov/22**;
- Os projetos **Ventos do Piauí II e III**, uma vez concluídos, **agregarão 409 MW de capacidade instalada e 197 MW médio**[2] à garantia física da Auren;
- **Aquisição de participação relevante** na empresa de *data analytics* **Aquarela**, contribuindo no desenvolvimento de um ecossistema de inteligência de mercado; e
- Aprovação do **início de construção os projetos solares Sol do Piauí e Jaíba V**, que uma vez concluídos, **agregarão 548 MWac de capacidade instalada e 172 MW médio**[3] à garantia física da Auren.

[1] Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.
[2] Estimativa baseada no P50.
[3] Estimativa.

Carta da Administração

No segundo trimestre de 2022, seguimos focados em nossa jornada que visa a criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil. Esse foi mais um trimestre na Auren trabalhando em nossa estratégia de expansão por meio do desenvolvimento do nosso *pipeline* de projetos e avaliando oportunidades que estejam alinhadas ao nosso portfólio, de forma diligente e responsável, visando à criação de valor aos nossos acionistas. Seguimos prontos e preparados para firmar novos negócios e projetos que reiterem nossa estratégia.

Quanto ao desenvolvimento dos projetos no período, as obras de Ventos do Piauí II e III seguem avançando, dentro das nossas expectativas de orçamento e de prazos de entrega. A estimativa reafirma que o complexo terá sua operação comercial completa em novembro desse ano. Até o momento, temos 36 aerogeradores em operação comercial e 19 aerogeradores em operação em teste, totalizando a instalação de, aproximadamente, 60% do total de unidades geradoras do complexo.

Na frente comercial, divulgamos a aquisição da Aquarela, uma *scale up* referência no Brasil em *advanced analytics* e na aplicação de inteligência artificial em empresas de grande porte, nacionais e globais, em diversos setores. A aquisição é mais um passo importante na preparação da Auren às principais tendências do mercado de comercialização de energia, garantindo maior competitividade nesse novo ambiente e ampliando o uso de *analytics e big data* no desenvolvimento de novos produtos, serviços e soluções em energia para nossos clientes do mercado livre.

Alinhado à nossa estratégia de sustentabilidade, a Auren se tornou integrante do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) no Brasil. Reforçamos, assim, não apenas nosso apoio aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), mas também nossa expressa intenção de implementá-los em nosso negócio, com o compromisso de que essas ações sejam ainda mais transparentes ao mercado.

Apresentamos os nossos resultados conforme os segmentos de atuação, considerando as fontes hidrelétrica e eólica na frente de geração, e a comercialização, que unificou as comercializadoras da CESP e da Votorantim Energia. O desempenho financeiro do trimestre está em linha com o primeiro trimestre desse ano, refletindo os efeitos da reorganização societária, o equacionamento do balanço energético de geração hidrelétrica e o retorno pleno das atividades do parque eólico Ventos do Araripe III, que já opera sem qualquer impacto referente ao sinistro ocorrido no ano anterior.

Encerramos o segundo trimestre do ano com um EBITDA Ajustado de R$424 milhões versus R$248 milhões no 2T21. Considerando os principais aspectos que impactaram esse resultado, podemos destacar, no segmento de fonte eólica, a normalização da operação de Ventos do Araripe III, com a geração em linha com nossa expectativa de velocidade de ventos, acima do valor de produção certificado no percentil 50 (P50).

No segmento de geração hidrelétrica, observamos uma melhora significativa de margem. Por um lado, o resultado foi impactado pela compra de energia realizada em 2021 de forma diligente para mitigação do risco associado ao déficit do balanço energético causado pelo deslocamento hidrelétrico (*Generation Scaling Factor* – GSF) em um cenário que foi configurado como a maior crise hídrica da história do setor elétrico. Por outro lado, houve o efeito positivo na receita, majoritariamente atrelada ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior.

Na comercialização, ampliamos a venda de novos produtos focados nos clientes de menor porte. Registramos menores custos com operação e serviços de energia no trimestre, o que contribuiu positivamente para o resultado líquido do segmento. Por fim, os resultados da *holding* refletem a reorganização societária e desenvolvimento do *pipeline* de projetos *greenfield* de geração, conforme esperado.

Em adição aos projetos eólicos Ventos do Piauí II e III, em fase de conclusão, anunciamos a aprovação, em Conselho de Administração, de nossos dois próximos projetos, Sol do Piauí, o primeiro projeto híbrido de geração de energia no país e o projeto solar Jaíba V, com escala e localização privilegiada.

Ventos do Piauí II e III deverão agregar à Auren 409 MW em capacidade instalada e 197 MW médio em garantia física. Adicionalmente, os dois novos projetos, Sol do Piauí e Jaíba V, uma vez concluídos, agregarão 548 MWac à nossa capacidade instalada e 172 MW médio à garantia física. A conclusão desses quatro projetos aqui mencionados, aumentarão, a garantia física total da Auren em 25,2% em relação à garantia física atual da Companhia.

Para concluir, reiteramos o nosso compromisso com a estratégia de crescimento da Companhia com disciplina financeira, viabilizando oportunidades condizentes com a nossa visão de otimização de portfólio e que permitam continuamente aperfeiçoar nossos diferenciais de gestão, eficiência operacional e estrutura de capital.

Agradecemos a todos que nos acompanham nessa jornada de criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil.

Fabio Zanfelice

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

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

Desempenho Operacional

Em junho de 2022, a capacidade instalada operacional totalizou 2.689 MW, considerando participações minoritárias em ativos hidrelétricos. Desse total, 2.125MW são referentes à fonte hidrelétrica e 564 MW à fonte eólica.

Dos parques em construção, Ventos do Piauí II e III somam 409MW e entrarão em operação comercial completa em novembro de 2022.

Geração Hidrelétrica

Geração Hidrelétrica						
(MWm)	**Capacidade Instalada**	**Participação %**	**Garantia Física (MWm)**	**2T22**	**2T21**	***Var. %***
Porto Primavera	1.540	100,0%	887	699	726	-3,7%
Paraibuna	87	100,0%	48	29	42	-31,0%
Total	**1.627**		**934**	**728**	**768**	**-5,2%**

A produção de energia nas usinas hidrelétricas, nas quais a Companhia detém 100% da participação, atingiu 728 MW médio no 2T22, 5% inferior ao 2T21 (768 MW médio). A redução de geração observada nesse primeiro semestre ainda reflete efeitos da crise hidrelétrica vivida pelo país em 2021 que impactou, principalmente, a bacia do rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera, principal ativo de geração hidrelétrica da Companhia.

No 2T22, iniciou-se o período seco na região Sudeste/Centro-Oeste, o que provocou redução da afluência nos reservatórios, porém com melhor condição de armazenamento das bacias em relação ao 2T21, particularmente na bacia do rio Paraná. No mesmo período, houve chuvas na região Sul, refletindo em um aumento na afluência, motivando o Operador Nacional do Sistema (ONS) a solicitar uma nova redução na vazão da UHE Porto Primavera para os meses de maio e de junho, obedecendo comandos da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para preservação dos armazenamentos nas usinas a montante e manutenção da hidrovia Tietê-Paraná e redução de vertimentos em UHE Itaipu.

Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina se dá em função do controle da vazão na bacia do rio Paraíba do Sul. No 2T22, houve o 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 afluência provocada pelo fim das chuvas. No 2T21, o ONS manteve a diretriz de aumento na geração das usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul.

No 2T22, a UHE Porto Primavera e a UHE Paraibuna mantiveram o índice de disponibilidade médio em 95,96%, melhora de 0,11 p.p. em relação ao 2T21 (95,85%).

O índice de disponibilidade médio das usinas geridas pela Auren manteve-se significativamente acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e em trajetória estável, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos e a adequada gestão dos riscos operacionais.

Geração Eólica

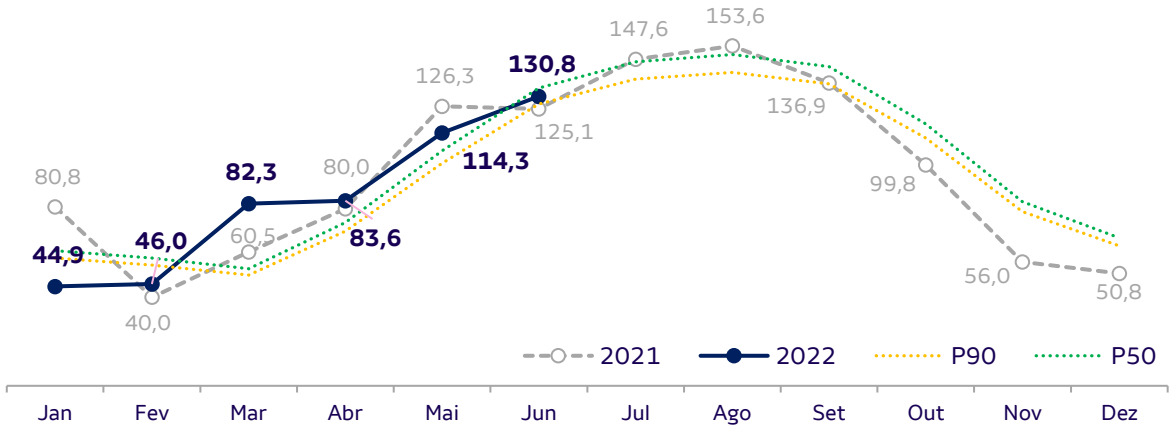
Geração Eólica						
(MWm)	Capacidade Instalada	Participação %	Garantia Física	2T22	2T21	Var. %
Ventos do Piauí I	205,8	100,0%	106,3	109,6	110,6	-1,0%
Ventos do Araripe III	357,9	100,0%	178,5	183,8	87,5	110,0%
Total	**563,7**		**284,8**	**293,4**	**198,1**	**48,0%**

A produção de energia elétrica nos parques eólicos atingiu, no 2T22, 294 MW médio, 48% superior ao valor verificado no 2T21 (199 MW médio).

Ventos do Piauí I

Ventos do Piauí I – Geração Média			
	Geração Média (MWm)	Variação (P90)	Variação (P50)
1T21	61,1	13,0%	7,0%
1T22	58,1	7,0%	2,0%
2T21	110,6	12,0%	6,0%
2T22	109,6	11,0%	5,0%

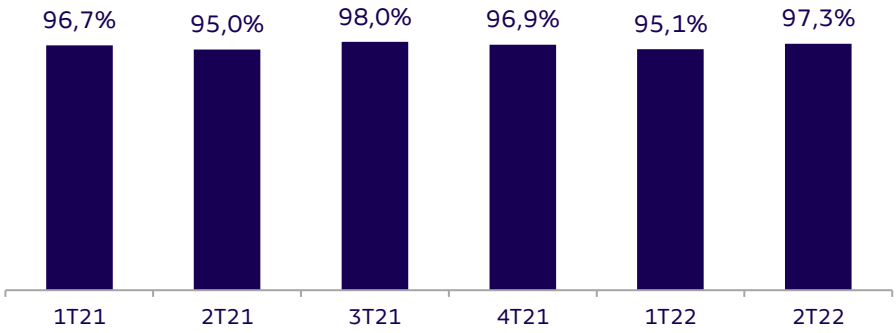
Ventos do Piauí I - Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e o Percentil 90 (P90) (MWm)[4]



[4] Valores de percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

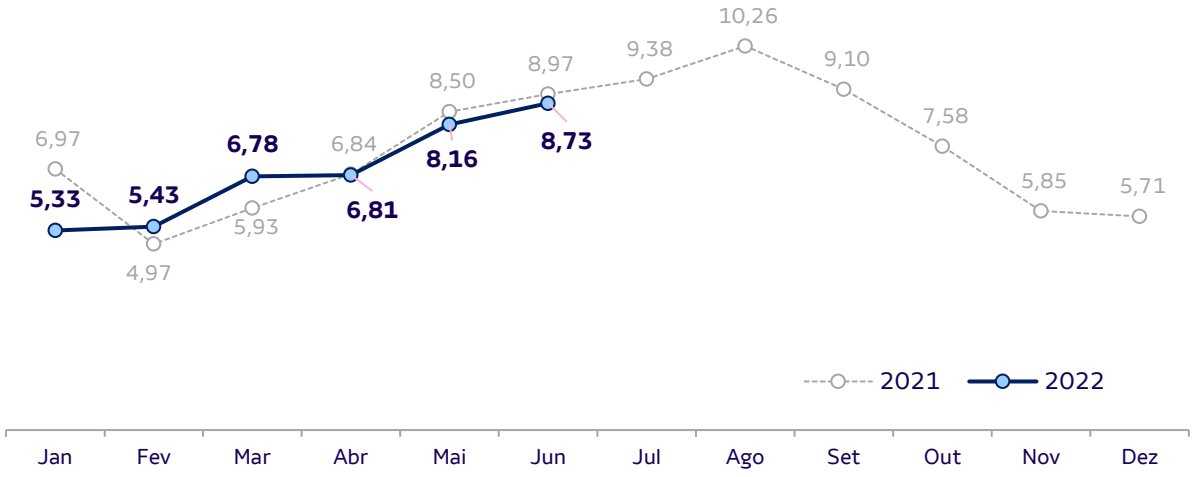
No 2T22, Ventos do Piauí I gerou 109,6 MW médio, em linha com o 2T21 e acima do P50, apesar da pluviometria acima do esperado para esse período.

Ventos do Piauí I - Disponibilidade Temporal Média (%)



No período de análise, o índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 97,3%, um acréscimo de 2,3 p.p. quando comparado com o 2T21 (95,0%). O índice atual possui impacto de desligamentos programados na Subestação de Curral Novo do Piauí II para obras de conexão dos projetos Ventos do Piauí III, no mês de maio.

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

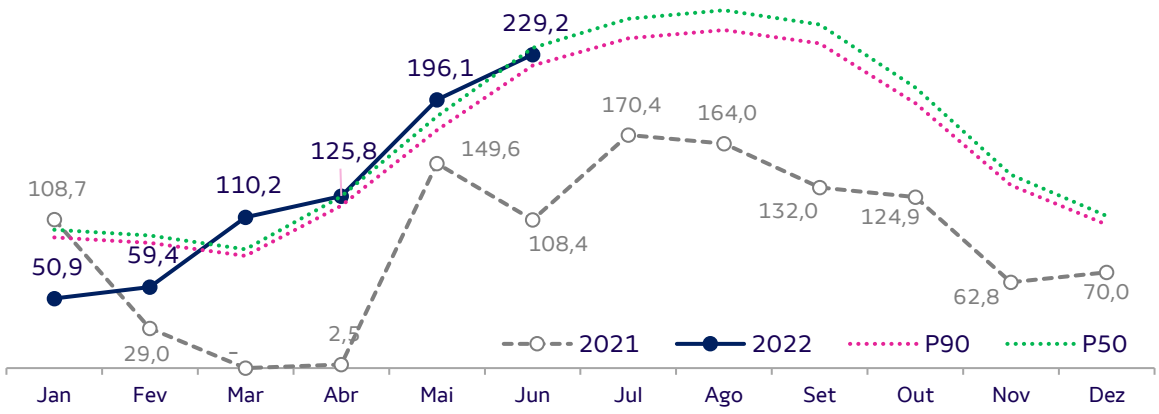


Em relação à velocidade média, apesar da pluviometria acima do esperado nos meses de abril e de junho, a velocidade de 7,9 m/s, no 2T22, ficou em linha em relação ao mesmo período do ano passado (8,1 m/s).

Ventos do Araripe III

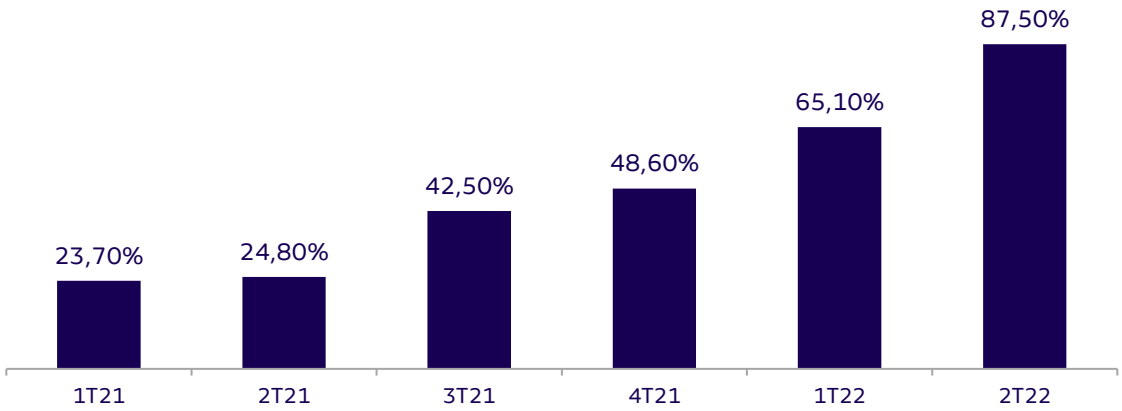
Ventos do Araripe III – Geração Média			
	Geração Média (MWm)	Variação (P90)	Variação (P50)
1T21	46,5	-48,0%	-51,0%
1T22	73,9	-18,0%	-22,0%
2T21	87,5	-48,9%	-51,7%
2T22	183,8	7,3%	1,4%

Ventos do Araripe III - Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MWm)[5]



No 2T22, Ventos do Araripe III gerou 184 MW médio, 110% acima do valor observado no 2T21 (88 MW médio) e acima do P50, após o reestabelecimento dos transformadores da Subestação Coletora.

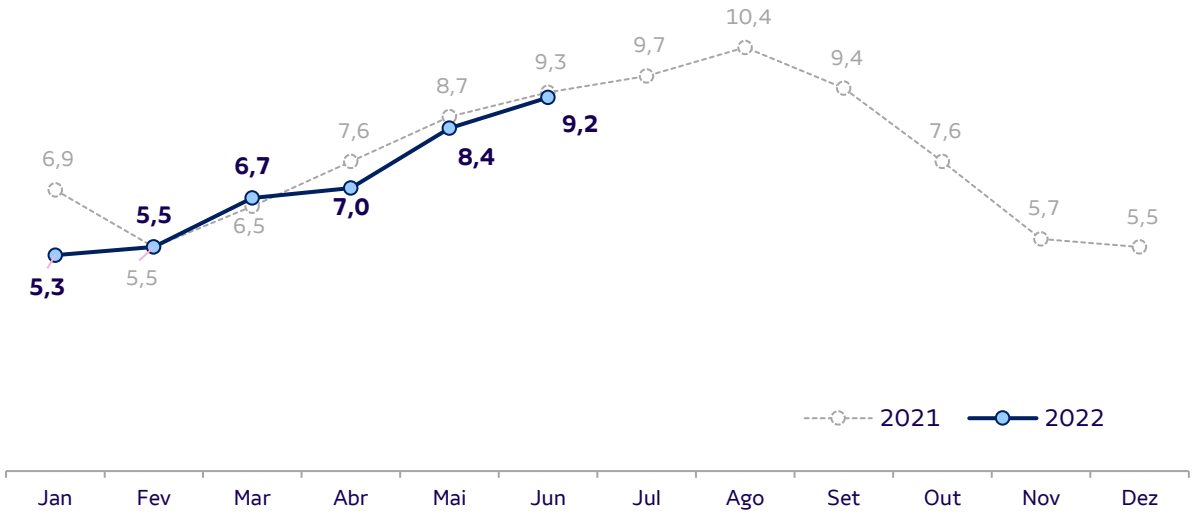
Ventos do Araripe III - Disponibilidade Temporal Média (%)



[5] Valores de percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

No período de análise, o índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 87,5%, resultando em um incremento de 62,7 p.p. em comparação com o reportado no 2T21 (24,8%), também reflexo da resolução dos incidentes operacionais verificados no parque em 2020 e em 2021.

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

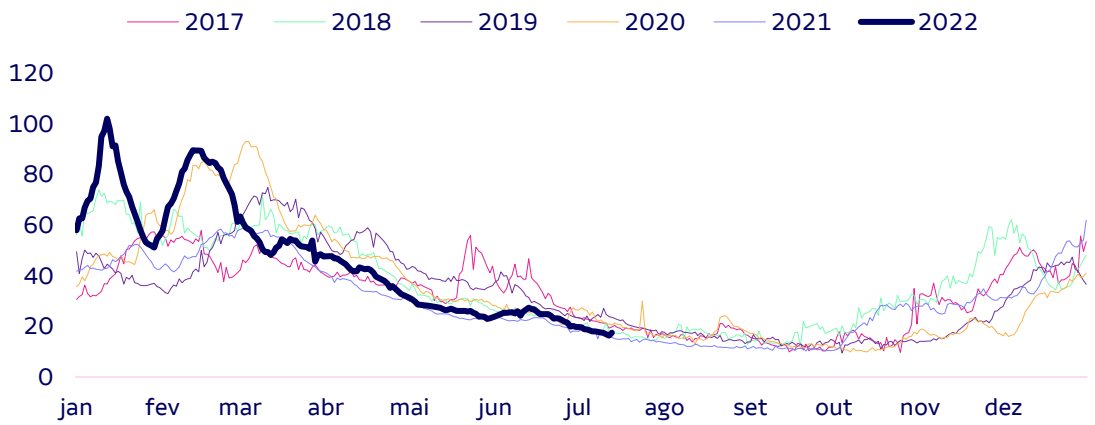


Em relação à velocidade média, apesar da pluviometria acima do esperado nos meses de abril e de junho, o valor observado de 8,2 m/s no 2T22 foi bastante próximo aos 8,6 m/s verificado no 2T21.

Mercado de Energia

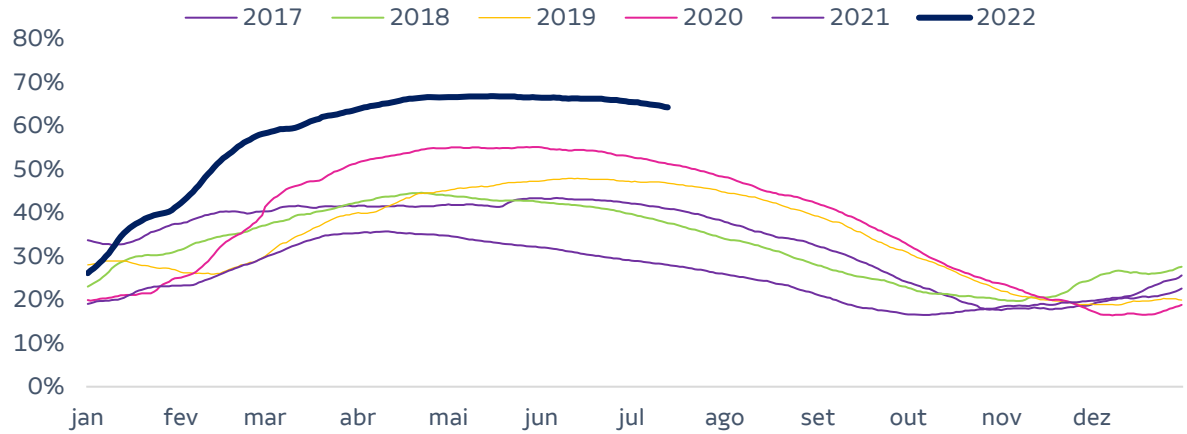
O 1T22 apresentou uma melhora significativa nas afluências superando os valores verificados nos últimos anos, conforme apresentado no gráfico a seguir. Esse cenário é diferente do observado em 2021, cuja Energia Natural Afluente (ENA) registrada para o submercado Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) foi uma das piores do histórico de 91 anos, inclusive em anos com condições hidrelétricas adversas, como 2001 e 2014. O segundo trimestre é caracterizado pelo início do período seco e o comportamento natural é de redução da ENA para a região SE/CO.

Energia Natural Afluente para o Submercado SE/CO (GWm)



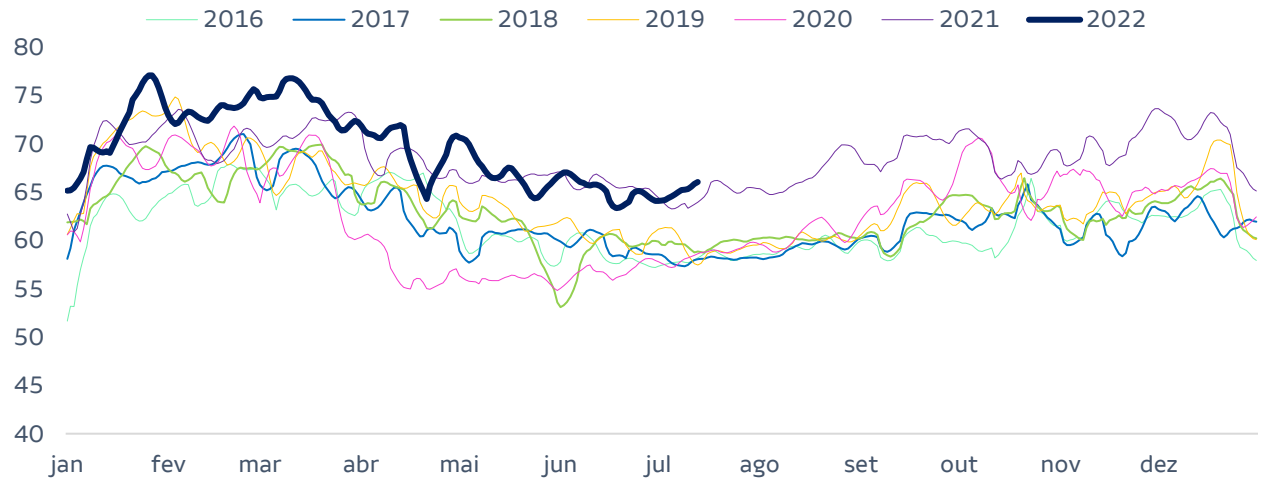
Como consequência da melhora das afluências, observou-se uma recuperação importante dos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). No fim de janeiro o nível de reservatório do Subsistema SE/CO registou o maior patamar dos últimos cinco anos. Ao final de jun/2022, os reservatórios do SE/CO atingiram o patamar de 66% da capacidade máxima de armazenamento versus o valor de 29% observado no mesmo período do ano passado.

Nível de Reservatórios do Subsistema SE/CO (%)



Do ponto de vista do consumo de energia, foi observado um aumento de 0,5% na comparação do 2T22 com o 2T21.

Consumo de Energia do SIN (GWm)



Considerando a última revisão quadrimestral de carga, realizada em 02/ago/2022, o ONS estima que o consumo para 2022 supere o verificado em 2021 em 1,7%.

O atingimento de condições favoráveis para suprimento energético em 2022 permitiu que o despacho das termelétricas fosse reduzido.

Em razão das melhoras nas condições de atendimento energético apresentadas, o impacto sobre o preço de energia de curto prazo foi imediato. O preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) do submercado SE/CO observado no

2T22 foi de R$56/MWh, próximo ao PLD mínimo. Esse valor é 76% inferior ao verificado no mesmo período de 2021 (R$229/MWh).

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), o valor médio observado foi de 96% no 2T22. Segundo projeções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o GSF deve fechar o ano de 2022 em 86%, contra um valor de 73% observado em 2021.

Balanço Energético

O portfólio em operação da Auren, em 2022, é composto por ativos que somam 1.220 MW médio de garantia física, considerando proporcionalmente a entrada em operação de Ventos do Piauí II e III.

A venda da energia está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Atualmente os ativos que apresentam contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos de Ventos do Piauí I e de Ventos do Araripe III. Todos os contratos no mercado regulado são reajustados pelo índice de inflação IPCA em suas respectivas datas de reajuste.

Contratos ACR				
Ativo	**Leilão**	**Volume Anual (MWm)**	**Preço Atual (R$/MWh)[a]**	**Data de Término**
UHE Porto Primavera	1º LEN	148	276,72	31/12/2039
UHE Porto Primavera	2º LEN	82	294,11	31/12/2038
Ventos do Piauí I	22º LEN	93	267,51	31/12/2037
Ventos do Araripe III	20º LEN	15,4	220,19	31/12/2038
Ventos do Araripe III	18º LEN	102,5	203,32	31/12/2037
Ventos do Araripe III	6º LER	52,2	212,07	30/09/2037

(a) Com base em 30/jun/2022.

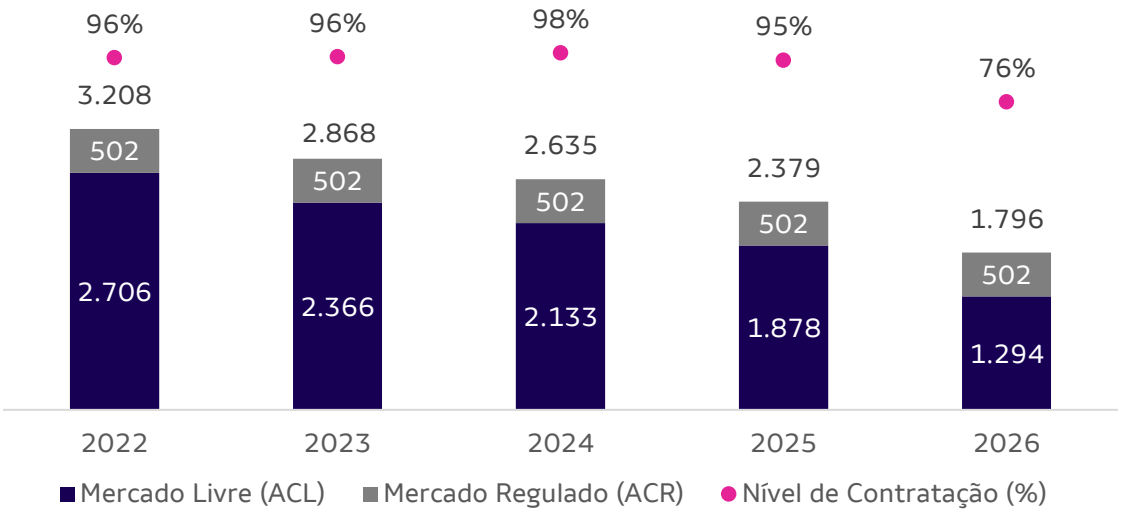
A abertura dos preços entre os ambientes ACR e ACL e o preço médio do portfólio de geração dos ativos próprios está apresentada a seguir. Na tabela abaixo, não foram considerados os preços de energia transacionados pela Comercializadora.

Portfólio de Geração dos Ativos Próprios - Preço (R$/MWh)					
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
ACR	254	269	269	269	269
ACL	241	222	189	184	171
Portfólio	246	241	220	220	224

O montante da garantia física de energia da UHE Porto Primavera contratada no ACR (230 MW médio) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a companhia paga mensalmente um prêmio no valor 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 médio em 2022. Além disso, o nível de contratação é superior a 90% até 2025, esse patamar considera como parte do recurso a totalidade da garantia física das hidrelétricas sem qualquer reserva para *hedge* de risco hidrológico.

Perfil de Contratação do Portfólio Consolidado (Geração e Comercialização)[6] (MWm)



[6] 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/mai/2022.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro aqui apresentado, no período compreendido entre o 1T21 e 1T22, reflete o resultado da Auren consolidado, proforma, não auditado, preparado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se a referida combinação tivesse acontecido em 01/jan/2021[7].

DRE Consolidada						
R$ milhões	**2T22**	**2T21**	**Var. %**	**1S22**	**1S21**	**Var. %**
Receita Bruta	1.538,5	1.479,3	4,0%	3.094,1	3.031,8	2,1%
Receita Líquida	**1.346,7**	**1.329,8**	**1,3%**	**2.730,8**	**2.725,4**	**0,2%**
Custo com Compra de Energia	(873,4)	(965,7)	-9,6%	(1.794,7)	(1.919,3)	-6,5%
Custo com Operação	(172,9)	(159,1)	8,7%	(343,5)	(315,7)	8,8%
Lucro (Prejuízo) Bruto	**300,3**	**205,0**	**46,5%**	**592,6**	**490,3**	**20,9%**
Receitas (Despesas) Operacionais Líquidas	(172,0)	(145,7)	18,1%	(335,3)	(76,8)	336,3%
Equivalência Patrimonial	54,9	37,0	48,7%	95,5	89,8	6,3%
Resultado Financeiro	(187,5)	(202,7)	-7,5%	(353,9)	(413,8)	-14,5%
IR e CSLL	2,2	23,0	-90,5%	(6,4)	(38,1)	-83,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	**(2,0)**	**(83,5)**	**-97,6%**	**(7,5)**	**51,4**	**-114,6%**
EBITDA	**298,4**	**221,8**	**34,5%**	**600,7**	**738,9**	**-18,7%**
Reversão de Provisão para Litígios	33,5	(7,9)	-	78,9	(210,8)	-
Dividendos Recebidos	91,7	34,4	166,6%	91,7	34,4	166,6%
Baixa de Depósitos Judiciais	0,9	-	-	1,7	39,8	-95,7%
EBITDA Ajustado	**424,5**	**248,3**	**71,0%**	**773,0**	**602,3**	**28,4%**
Margem EBITDA Ajustada	31,5%	17,8%	12,8p.p.	25,2%	20,6%	6,2p.p.

Receita Líquida

A receita operacional líquida no 2T22 foi em linha com o mesmo trimestre do ano anterior, e totalizou R$1.347 milhões, acréscimo de R$17 milhões em relação aos R$1.330 milhões do 2T21, majoritariamente decorrente de:

(a) **Geração hidrelétrica:** incremento de R$56 milhões explicado pelo maior preço médio dos contratos, decorrente de melhor preço de mercado, correção inflacionária sobre contratos e maior correção cambial na parcela da receita em moeda estrangeira.

(b) **Geração eólica:** incremento de R$79 milhões explicado, principalmente, pelo restabelecimento total da disponibilidade operacional do parque Ventos do Araripe III em 2T22. Houve também uma redução da provisão para ressarcimento de ajuste plurianual relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III e pela atualização dos preços dos

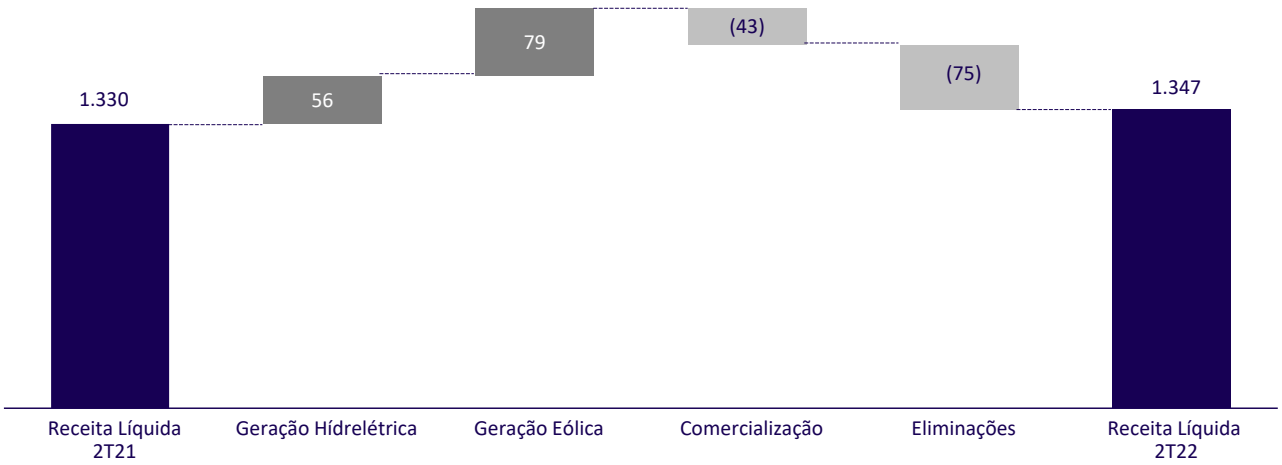
[7] Os resultados consolidados, proforma, não auditados, de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação, bem como na planilha interativa disponível no *website*.

contratos, totalizando uma receita de R$135 milhões no 2T22 versus R$56 milhões no 2T21.

(c) Comercialização: decréscimo de R$43 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada pela redução no volume comercializado, parcialmente, compensado pelo preço médio de venda mais alto no período, totalizando uma receita de R$957 milhões no 2T22 versus R$1.000 milhões no 2T21.

(d) Eliminações: incremento de R$75 milhões (R$155 milhões no 2T22 versus R$79 milhões no 2T21), 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.

Evolução Receita Líquida 2T21 vs. 2T22 (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

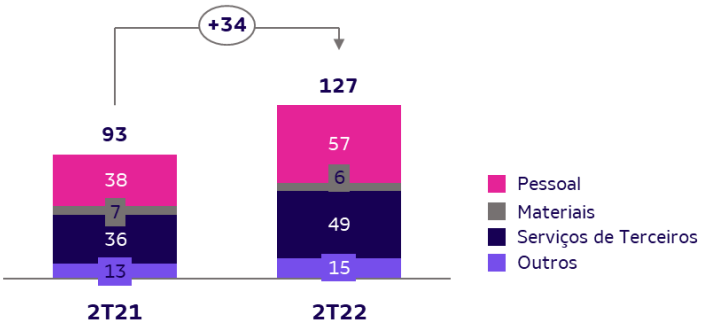
Os custos e despesas[8] operacionais totalizaram R$1.218 milhões no 2T22 frente a um montante de R$1.270 milhões no 2T21, uma redução de R$52 milhões na comparação entre os períodos, devido, principalmente, a:

[8] Esse total inclui Custo com Compra de Energia, Custo com Operação e Despesas Operacionais.

(a) Custo com energia elétrica: redução de R$92 milhões (R$873 milhões no 2T22 versus R$966 milhões no 2T21), explicado, principalmente, por:

- **Geração hidrelétrica:** aumento de R$32 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético, impacto do maior preço médio praticado, devido à estratégia de antecipação de compra adotada pela Companhia ao longo de 2021;
- **Geração eólica:** incremento de R$2 milhões, totalizando R$9 milhões no 2T22 versus R$7 milhões no 2T21;
- **Comercialização:** redução de R$51 milhões pelo menor volume de operações de *trading* no período, compensado, parcialmente, pelo maior preço médio de compra, quando comparado com o mesmo período do ano passado, totalizando R$905 milhões no 2T22 versus R$956 milhões no 2T21.
- **Encargos de uso do sistema:** aumento de R$11 milhões no período, totalizando R$56 milhões no 2T22 versus R$45 milhões no 2T21, devido ao reajuste das tarifas TUST e TUSDg.; e
- **Operações *intercompany***: incremento do volume de energia comercializada, totalizando um aumento de R$76 milhões no custo total de energia no 2T22.

Despesas com PMSO (R$ milhões)



(b) PMSO: aumento de R$34 milhões na comparação entre os períodos (R$127 milhões no 2T22 versus R$93 milhões no 2T21), sobretudo por efeito inflacionário e eventos não recorrentes, entre os quais:

- **Pessoal (P):** incremento de R$19 milhões (R$57 milhões no 2T22 versus R$38 milhões no 2T21) em função de correção inflacionária e ações no âmbito da reorganização societária, como ações de retenção, acordos e indenizações e mudança do desenho

organizacional. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R$4 milhões;

- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** incremento de R$12 milhões (R$55 milhões no 2T22 versus R$43 milhões no 2T21), com impacto da reorganização societária e gastos com honorários advocatícios, consultorias especializadas e ações de integração. Além disso, houve também o aumento de despesas com manutenção e outros serviços nos complexos eólicos. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R$7 milhões; e

- **Outras Despesas (O):** aumento de R$2 milhões no período (R$15 milhões no 2T22 versus R$13 milhões no 2T21), referentes a gastos com seguros e outros.

(c) Outras despesas:

- Reversão de provisão para litígios: impacto negativo de R$41 milhões devido à constituição de provisão no valor de R$33 milhões no 2T22 versus reversão de provisão no valor de R$8 milhões no 2T21, sendo esse um efeito não-caixa. Para mais detalhes sobre a variação do passivo contencioso da Companhia no período, consultar a seção "Contencioso Passivo e Ativo" desse documento; e

- Contratos futuros de energia (MtM): efeito positivo de R$46 milhões (R$14 milhões no 2T22 versus R$59 milhões no 2T21), sendo esse um efeito não-caixa.

EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R$424 milhões no 2T22, com margem de 32%, valor 71% acima do mesmo período de 2021 (R$248 milhões). A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente por:

(a) Geração Hidrelétrica: efeito positivo de R$74 milhões totalizando R$349 milhões no 2T22 versus R$275 milhões no 2T21, reflexo de:

- Impacto positivo de R$57 milhões de dividendos das investidas em consórcios e em outras participações; e

- Incremento na receita pelo maior preço médio dos contratos.

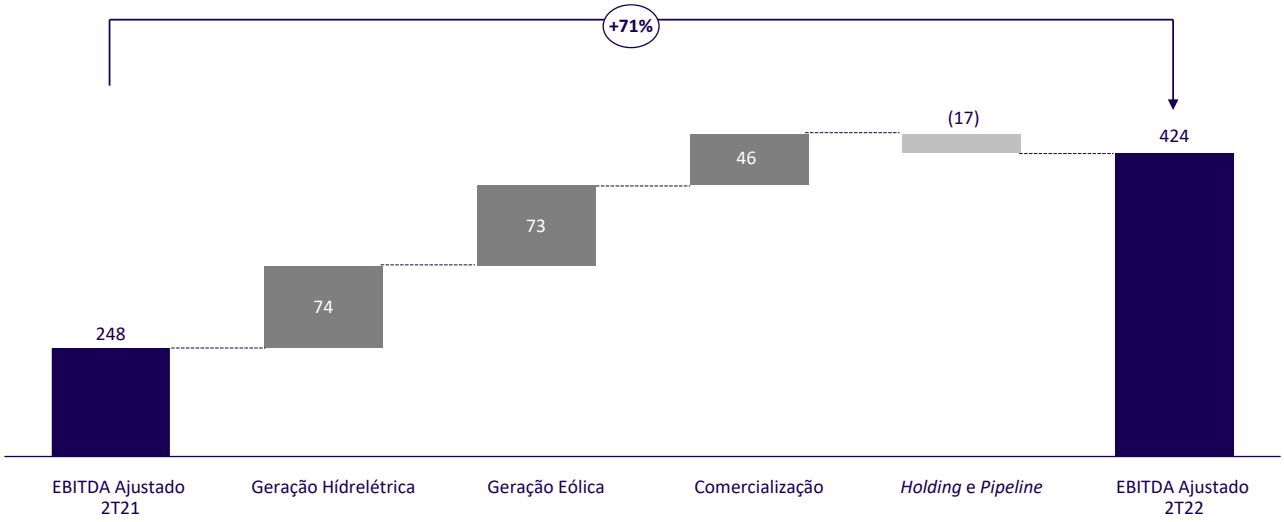
(b) Geração Eólica: variação positiva de R$73 milhões devido à atualização dos preços dos contratos de leilão regulado, combinado com o decréscimo na provisão para ressarcimento de ajuste plurianual relacionado aos

contratos regulados de Ventos do Araripe III, totalizando R$101 milhões no 2T22 versus R$28 milhões no 2T21.

(c) **Comercialização:** EBITDA no 2T22 foi de R$8 milhões versus um resultado negativo de R$39 milhões no 2T21. Esse efeito positivo de R$46 milhões na comparação entre os períodos é explicado majoritariamente pelo resultado da marcação a mercado das posições em energia.

(d) ***Holding* e *Pipeline*:** impacto explicado, principalmente, pela maior despesa não recorrente no âmbito da reorganização societária, totalizando um resultado negativo em R$34 milhões no 2T22 versus R$17 milhões no 2T21.

Evolução EBITDA Ajustado 2T21 vs. 2T22 (R$ milhões)



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

Resultado Financeiro						
R$ milhões	**2T22**	**2T21**	**Var. %**	**1S22**	**1S21**	**Var. %**
Receitas Financeiras	**103,9**	**11,7**	**786,7%**	**190,0**	**19,5**	**874,9%**
Despesas Financeiras	**(291,3)**	**(211,7)**	**38,0%**	**(541,9)**	**(429,4)**	**26,0%**
Encargos de Dívidas	(53,6)	(54,6)	-2,0%	(118,3)	(106,8)	11,0%
Atualização Monetária	(95,0)	(37,3)	155,0%	(156,5)	(82,4)	90,0%
Atualização Monetária sobre Provisões para Litígios	(29,5)	(62,5)	-53,0%	(76,2)	(128,3)	-41,0%
Baixa de Depósitos Judiciais	-	-	-	(2,5)	(1,8)	36,0%
Atualização do Saldo de Benefícios Pós-Emprego	(38,1)	(39,5)	-10,0%	(76,2)	(79,1)	-7,0%
Resilição Contratual Bancária	(28,0)	-	-	(28,0)	-	-
Encargos sobre Operações de Desconto	(13,7)	-	-	(21,9)	-	-
Outras Despesas Financeiras, líquidas	(33,5)	(17,4)	107,0%	(62,3)	(31,0)	135,0%
Total	**(187,5)**	**(200,0)**	**-6,0%**	**(351,9)**	**(409,9)**	**-14,0%**

Houve uma redução do resultado financeiro líquido no 2T22, com a contabilização de uma despesa de R$187 milhões comparada à despesa de R$200 milhões no 2T21. A redução da despesa pode ser explicada principalmente, por:

(a) **Receita financeira:** incremento de R$92 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) **Atualização do saldo de provisão para litígios:** redução de R$33 milhões, decorrente da baixa significativa do contencioso passivo total entre os períodos e pela desaceleração do índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) no mesmo período (2,5% no 2T22 versus 6,3% no 2T21) totalizando R$29 milhões no 2T22 versus R$63 milhões no 2T21.

(c) **Encargos de dívidas e atualização monetária:** incremento de R$57 milhões devido ao aumento da TJLP de 4,61% ao ano em 2021 versus 6,82% ao ano nesse período em 2022, bem como o aumento do IPCA médio de 2,2% no 2T22 versus 1,7% no 2T21, utilizados para cálculo da remuneração e da atualização monetária das debêntures da Companhia, totalizando uma despesa de R$149 milhões no 2T22 versus R$92 milhões no 2T21.

(d) **Outras despesas financeiras líquidas:** incremento de R$16 milhões, devido, principalmente, à maior atualização monetária de passivos e à maior apropriação de custos de captação de dívida.

Resultado Líquido

Resultado Líquido						
R$ milhões	**2T22**	**2T21**	**Var. %**	**1S22**	**1S21**	**Var. %**
Resultado Líquido	**(2,0)**	**(83,5)**	**-97,6%**	**(7,5)**	**51,4**	**-114,6%**
Depreciação e Amortização	170,1	162,5	4,7%	343,4	325,4	5,5%
Resultado Financeiro	187,5	202,7	-7,5%	353,9	413,8	-14,5%
IR/CS	(2,2)	(23,0)	-90,5%	6,4	38,1	-83,3%
Equivalência Patrimonial	(54,9)	(37,0)	48,7%	(95,5)	(89,8)	6,3%
EBITDA	**298,4**	**221,8**	**34,5%**	**600,7**	**738,9**	**-18,7%**

O Resultado Líquido no 2T22 foi um prejuízo de R$2 milhões versus um prejuízo de R$83 milhões 2T21, devido, principalmente, a:

(a) **EBITDA**: a Companhia registrou um EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R$298 milhões, um aumento de R$76 milhões, comparados com os R$222 milhões registrados no 2T21, impactado por movimentação da provisão para litígios, um efeito positivo de R$41 milhões no trimestre.

(b) **Resultado financeiro**: despesa financeira líquida R$ 15 milhões menor no 2T22 versus o 2T21. Esse resultado foi impactado, majoritariamente, pelo aumento da receita financeira proveniente de uma posição de caixa mais elevada e pelo decréscimo de R$33 milhões na atualização do saldo de provisão para litígios.

(c) **IR:** decréscimo de R$21 milhões, em linha com a redução do lucro tributável. Maiores explicações na seção "Informações Importantes" desse documento.

(d) **Equivalência patrimonial**: representa o resultado advindo das usinas hidrelétricas que a Auren possui participação, por meio de ações preferenciais. No 2T22, foi registrado R$55 milhões de resultado positivo de equivalência patrimonial, incremento de R$18 milhões comparado com R$37 milhões no 2T21.

(e) **Depreciação e amortização**: incremento na despesa em R$8 milhões (R$170 milhões no 2T22 versus R$162 milhões no 2T21), que reflete a adição do ativo intangível de extensão do prazo de concessão resultante da repactuação do risco hidrológico.

(f) **Reversão de provisão para litígios:** no 2T22, a Companhia registrou uma provisão de R$ 34 milhões versus reversão de provisão de R$ 8 milhões no 2T21, que gerou uma variação negativa no resultado líquido.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia, em 30/jun/2022, era de R$5,6 bilhões em comparação aos R$3,8 bilhões em 30/jun/2021.

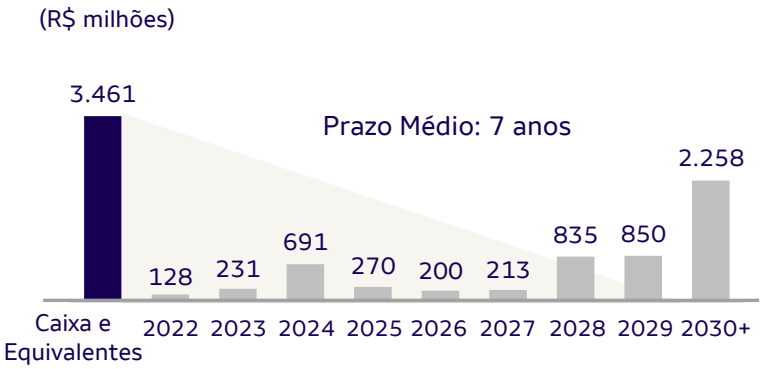
A posição de caixa e de equivalentes ao final do 2T22 era de R$3,5 bilhões versus R$1,6 bilhão no mesmo período do ano passado. Esse saldo reflete, principalmente: (i) o aporte recebido do acionista controlador CPP Investments, no contexto da reorganização societária, no valor total de R$1,5 bilhão; (ii) a emissão de debênture em dezembro de 2021, no valor de R$300 milhões para investimentos e reforço de caixa; e (iii) entrada das primeiras tranches do financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) do complexo eólico Ventos do Piauí II e III (R$537 milhões em dezembro de 2021, R$77 milhões no 1T22 e R$667 milhões no 2T22), sendo os fatores (ii) e (iii) acima apresentados, positivos no caixa, porém efeitos neutros na dívida líquida.

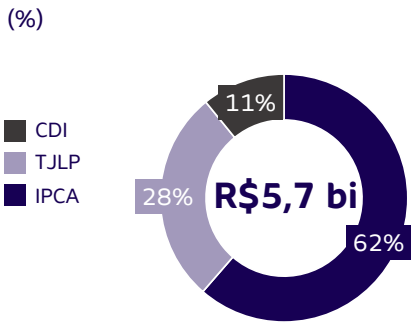
Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, em 30/jun/2022, era de R$2,1 bilhões. O prazo médio da dívida consolidada da Companhia, no mesmo período, era de

7,4 anos e o custo médio pré-fixado da carteira era de 11,5% a.a. (IPCA + 4,3% a.a. ou CDI -1,2% a.a.).

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 2T22 em 1,8x versus 2,2x no 2T21.

Cronograma de Amortização e 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

Fluxo de Caixa Livre						
R$ milhões	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var. %
EBITDA Ajustado	424,5	248,3	71,0%	773,0	602,3	28,0%
IR/CS Caixa	(18,7)	(18,7)	0,0%	(38,5)	(52,7)	-27,0%
Capital de Giro	39,0	191,5	-80,0%	(10,1)	207,0	-105,0%
CAPEX *Sustaining*	(1,2)	(2,5)	-53,0%	(3,5)	(3,6)	-3,0%
Fluxo de Caixa Operacional	443,6	418,5	6,0%	720,9	752,9	-4,0%
Serviço de Dívida	(59,0)	(42,1)	40,0%	(134,9)	(108,6)	24,0%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	384,6	376,4	2,0%	586,1	644,4	-9,0%
CAPEX Projetos	(716,1)	(29,7)	2309,0%	(981,7)	(47,2)	1982,0%
Pagamento de Litígio	(36,5)	(16,9)	116,0%	(101,5)	(28,8)	252,0%
Captações	667,4	1,8	36130,0%	744,0	1,8	40289,0%
Amortizações	(25,5)	(25,1)	2,0%	(52,0)	(52,4)	-1,0%
Aumento de Capital Social	-	-	-	1.500,0	-	-
Recompra de Ações (ADR CESP)	-	-	-	-	(3,3)	-
Dividendos	(100,0)	(453,8)	-78,0%	(100,0)	(453,8)	-78,0%
Fluxo de Caixa Livre	173,8	(147,2)	-78,0%	1.594,8	60,7	2527,0%

A Companhia encerrou o 2T22 com R$384 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa[9] de 91%. A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres decorre, principalmente por:

(a) **EBITDA Ajustado:** R$424 milhões, um aumento de 71% e margem EBITDA ajustada de 32% (+14 p.p. versus 18% 2T21) conforme já explicado em tópico anterior.

(b) **Capital de giro**: aumento do desembolso em R$152 milhões (R$39 milhões no 2T22 versus R$191 milhões no 2T21), sendo os principais impactos:

- Pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (VIVEST), no valor de R$15 milhões no 2T22, sendo que esse efeito não transita pelo resultado;
- Variação da marcação a mercado da atividade de comercialização de R$46 milhões, sendo esse um efeito não-caixa, gerando um impacto negativo de R$14 milhões no 2T22 versus um valor negativo de R$ 59 milhões no 2T21; e
- Impacto negativo de R$81 milhões entre os períodos referente ao ressarcimento relacionado aos contratos do ACR, principalmente, referentes à paralização 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 2T22 foi positivo em R$174 milhões, um aumento de R$ 321 milhões quando comparado ao 2T21, em virtude dos fatores mencionados acima, adicionalmente ao:

(a) Impacto positivo de R$667 milhões no 2T22 referente liberação de parcelas do financiamento do complexo eólico Ventos do Piauí II e III junto ao BNDES, conforme detalhado na seção de "Endividamento" desse documento. Esse efeito foi compensado pela variação do CAPEX conforme mencionado abaixo;

(b) Incremento do CAPEX dispendido para construção dos projetos em desenvolvimento atualmente (Ventos do Piauí II e III), no valor de R$686 milhões no 2T22; e

(c) Dividendos pagos no 2T22 no valor de R$ 100 milhões, com uma redução de R$ 354 milhões quando comparado ao valor pago em 2T21.

[9] Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

Eventos Subsequentes

(a) **Ventos do Piauí II e III**: em conformidade com o cronograma e o orçamento originais da obra, há 36 aerogeradores em operação comercial e outros 19 em teste até a data de publicação desse relatório;

(b) **Plano de Pensão VIVEST**: conclusão do processamento do plano de migração, com desembolso de caixa de R$303 milhões em 01/ago/2022;

(c) **Contencioso Passivo**: após encerramento do 2T22, baixa de **R$28** milhões no contencioso passivo possível e **R$44** milhões no contencioso passivo total[10] até a data de publicação desse relatório; e

(d) Aprovação na Reunião do Conselho de Administração realizada em 11/ago/2022 dos projetos de geração de energia solar denominados Sol do Piauí e Jaíba V.

Contencioso Passivo e Ativo

Contencioso Passivo

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

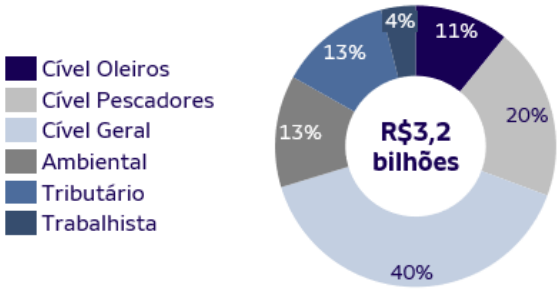
Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R$3,2 bilhões, sendo R$1,4 bilhão com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Após o fechamento do 1T22, até a data da publicação desse relatório, houve uma redução de R$414 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.

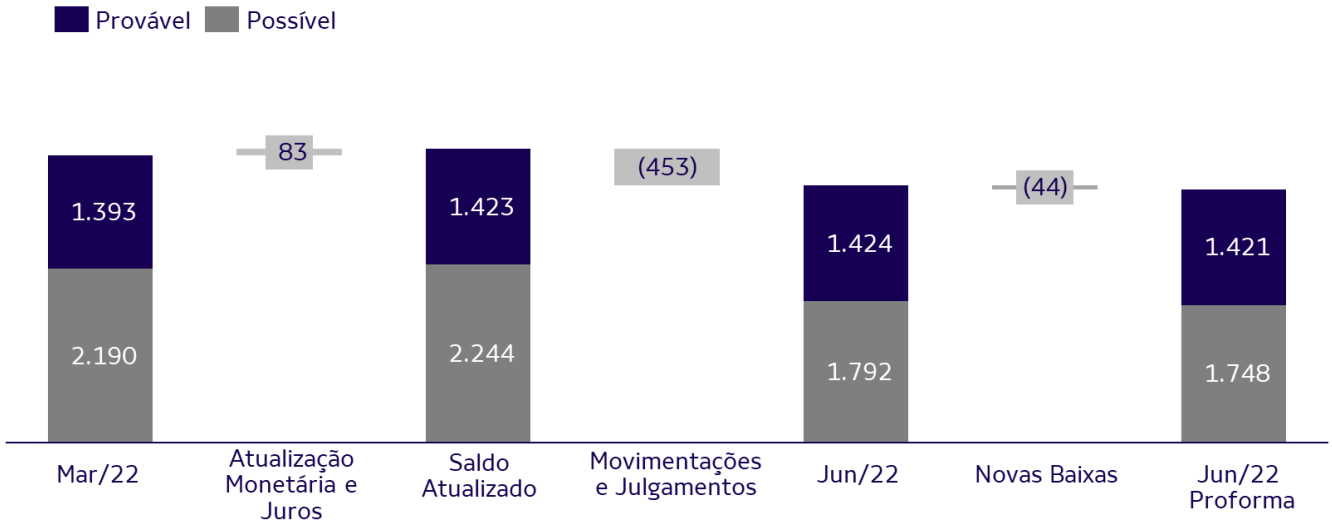
No contencioso provável, o trimestre fechou com um acréscimo de R$28 milhões em relação ao 1T22, após atualização monetária e juros, devido à revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

[10] Considerando estimativas de perda provável e possível.

Perfil do Contencioso Passivo (R$ % Total)[15]



Evolução das Ações Judiciais[11] (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.

[11] O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária.

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). O valor avaliado é composto de: (i) Usina: R$1,9 bilhão; (ii) Eclusas e Canal: R$1,0 bilhão; e (iii) Terrenos: R$1,8 bilhão.

Atualmente, aguarda-se decisão do juiz em 1ª instância.

Plano de Pensão - VIVEST

A partir de 2020 a alta do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), juntamente a um cenário econômico desfavorável, contribuiu para o descolamento financeiro e para o déficit nos planos de benefícios previdenciários com renda vitalícia, contratados pela CESP de controle estatal com a VIVEST.

Para redução desse risco previdenciário, a CESP iniciou 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 transferir o seu patrimônio futuro para o plano de contribuição definida.

A migração voluntária foi concluída em 24/mar/2022. Cerca de 1.200 beneficiários aderiram ao plano, correspondendo a, aproximadamente, 18% do passivo total atuarial, totalizando R$ 1,4 bilhão de Reserva Matemática Individual (RMI).

Em dezembro de 2021, o Sindicato dos Trabalhadores da Indústria de Energia Elétrica de Campinas, o Instituto Adecon, o Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo e o Sindicato dos Empregados na Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade no Município de Bauru (SP), ingressaram com uma ação judicial visando suspender o processo de migração voluntária dos beneficiários. Em mai/2022, o processo foi sentenciado de forma favorável à Companhia, sendo refutadas todas as alegações trazidas pelos autores do caso. O tema ainda remanesce em discussão no Judiciário.

A migração foi executada em 01/jul/2022, de forma que a CESP liquidou o valor de R$ 303 milhões em 01/ago/2022, referente ao pagamento do déficit migrado, encerrando essa etapa do processo contínuo de mitigação do risco previdenciário.

Com essa medida, especificamente, a parcela de participantes migrada deixou de ter seus benefícios vinculados à renda vitalícia e, portanto, cerca de 20% do plano atual não impactará potenciais déficits atuariais futuros da Companhia.

Consulta Pública 39/2021 – Aprimoramento da regulação relacionada às tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição

A Consulta Pública (CP) nº 39/2021, da ANEEL, foi o instrumento para discutir com a sociedade as propostas de solução para quatro problemas regulatórios identificados pela Agência relacionados ao cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, aplicadas aos segmentos de consumo e geração e às tarifas de uso do sistema de distribuição para geradoras, as TUSDg.

Os problemas mapeados pela Agência abarcavam, de maneira resumida: i) a necessidade de aprimoramento do sinal locacional, ii) o problema de heterogeneidade em relação aos períodos de estabilização tarifária, associados ao momento de entrada em operação e ambiente de comercialização, iii) distorções motivadas pelo período de estabilização tarifária e iv) sinalização inadequada da TUSDg.

Tendo em vista a relevância dos temas e complexidade da solução, a discussão pública foi originalmente dividida em duas fases, que ocorreram, entre julho e outubro de 2021 e entre março e mai/2022, respectivamente.

O resultado da segunda fase da Consulta Pública, CP nº 39/2021, foi deliberado em Reunião Pública de Diretoria da ANEEL no último dia 26/jun/2022 e culminou com a publicação da Resolução Normativa nº 1024/2022, que:

- Tratou da nova regra de estabilização das tarifas de geração - antes assegurada por períodos de 10 ciclos ou por toda outorga, a depender do ambiente de comercialização – que passa agora a excursionar em bandas com limites superior e inferior definidos anualmente, sinalizando, a cada ciclo, o custo atrelado àquele ponto de conexão;

- Definiu que a aplicação de limitadores de tarifa das centrais geradoras conectadas em 138kV e 88kV, as TUSDg, passe a ser feita a cada cálculo de tarifa de referência e não mais no processo tarifário da distribuidora a qual ela se conecta; e

- Revogou as Resoluções Normativas nº 349/2009 e nº 559/2013, que regiam os procedimentos de cálculo das TUSDg e TUST, respectivamente, até o presente momento.

A discussão na ANEEL, contudo, por não ter sido concluída na íntegra, teve de ser complementada por uma terceira fase, com período de contribuição entre 30/jun e 29/jul, para continuidade da discussão acerca do item referente a "intensificação do

sinal locacional", cujo objetivo principal é aproximar carga e geração e otimizar o uso da rede.

Leilões de Energia

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

Via de regra, estes certames são divididos de acordo com os status de implantação das usinas proponentes, sendo provenientes de usinas novas (LEN) ou usinas existentes (LEE). Esses buscam atender as distribuidoras para anos subsequentes ao da contratação, sendo A-1 relacionado ao prazo de suprimento em 1 ano, e A-2 ao prazo de suprimento em 2 anos. Os LEN destinam-se à contratação de usinas em implantação. De forma análoga, os prazos de suprimento dos LEN são determinados por meio dos A-4, A-5 e A-6.

Para o ano de 2022, considerando o LEN A-4, realizado em 27 de maio, restam os LENs A-5 e A-6, programados sequencialmente para 16 de setembro, além dos LEEs A-1 e A-2 programados para dezembro desse ano. No âmbito desse Leilões, a Auren avalia constantemente a viabilidade da participação de seus respectivos ativos.

Ademais, conforme previsto na Lei nº 10.848 de 2004, o governo tem promovido Leilões para a Contratação de Reserva de Capacidade. Em 21/dez/2021 esses certames foram postos em prática, por meio do 1º Leilão de Reserva de Capacidade. Para o ano de 2022, o 2º Leilão de Reserva de Capacidade será realizado em 30 de setembro, nos termos da Lei nº 14.182 de 2021 (capitalização da Eletrobrás), prevendo a contratação de 2 GW de térmicas a Gás Natural, nas regiões Norte e Nordeste do Brasil.

O 3º Leilão de Reserva de Capacidade está previsto para novembro, buscando a contratação de energia de reserva na forma de potência, sem as especificidades (fonte e localização, entre outros) exigidas pela Lei nº 14.182. A Auren avalia a possibilidade de participação nesses certames, usualmente endereçados para usinas térmicas, caso a chamada "Neutralidade Tecnológica" fosse acatada pelo MME, a qual poderia permitir que hidrelétricas fornecessem produtos aderentes às exigências dos Leilões de Reserva de Capacidade.

Por fim, para o biênio 2023-2024 a referida Portaria prevê leilões nos meses de:

- Março (Reserva de Capacidade - Energia);
- Agosto (LEN A-4 e A-6);
- Outubro (Leilões para atendimento do sistema isolado);
- Novembro (Reserva de Capacidade - Potência); e
- Além de LEEs A-1 e A-2 em dezembro.

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.

- ***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 do ativo hidrelétrico, visando mitigar os efeitos trazidos pelo GSF no resultado da Companhia.

As operações 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

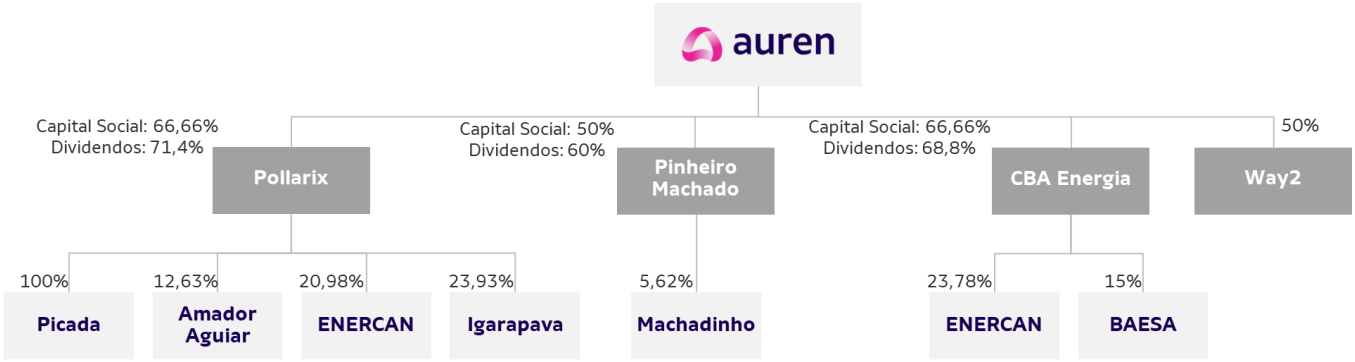
apresentadas. A Auren manterá o mercado informado sobre essas alterações de forma transparente para que haja o melhor entendimento dos resultados apresentados.

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.



Anexos

DRE e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada

▪ 2T22

R$ mil	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	2T22	2T21	Var. %	2T22	2T21		2T22	2T21		2T22	2T21		2T22	2T21		2T22	2T21	
Receita bruta	1.538,5	1.479,3	4,0%	471,7	406,2	16,1%	140,5	59,5	135,9%	1.097,4	1.101,0	-0,3%	-	-	-	(171,1)	(87,5)	95,6%
Receita líquida	**1.346,7**	**1.329,8**	**1,3%**	**409,8**	**353,4**	**16,0%**	**135,4**	**55,9**	**142,0%**	**956,7**	**999,8**	**-4,3%**	**-**	**-**	**-**	**(155,3)**	**(79,4)**	**95,6%**
Custo com compra de energia	(873,4)	(965,7)	-9,6%	(114,9)	(82,4)	39,4%	(8,7)	(6,7)	30,5%	(905,1)	(956,0)	-5,3%	-	-	-	155,3	79,4	95,6%
Custo com operação	(172,9)	(159,1)	8,7%	(116,7)	(106,6)	9,5%	(56,1)	(52,5)	6,9%	(0,1)	(0,0)	365,0%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	**300,3**	**205,0**	**46,5%**	**178,3**	**164,4**	**8,4%**	**70,5**	**(3,3)**	**-2265,6%**	**51,5**	**43,8**	**17,6%**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Receitas (despesas) operacionais	(172,0)	(145,7)	18,1%	(59,9)	(13,5)	345,1%	(2,8)	(1,8)	55,4%	(44,2)	(83,3)	-46,9%	(65,0)	(47,1)	38,1%	-	-	-
Equivalência patrimonial	54,9	37,0	48,7%	62,0	25,0	148,2%	-	-	-	(0,9)	-	-	(14,4)	(74,2)	-80,6%	8,2	86,1	-90,5%
Resultado financeiro	(187,5)	(202,7)	-7,5%	(138,0)	(158,1)	-12,8%	(44,2)	(42,6)	3,6%	(12,4)	(2,5)	390,7%	7,0	0,5	1278,4%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	**(4,2)**	**(106,5)**	**-96,0%**	**42,4**	**17,8**	**137,7%**	**23,5**	**(47,7)**	**-149,3%**	**(5,9)**	**(42,0)**	**-85,9%**	**(72,4)**	**(120,7)**	**-40,0%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
Imposto de renda e contribuição social	(2,2)	(23,0)	-90,4%	4,7	1,0	375,3%	(13,1)	(3,3)	299,2%	0,9	(14,1)	-106,6%	11,5	11,2	3,4%		-	-
Lucro (prejuízo) líquido	**(2,0)**	**(83,5)**	**-97,6%**	**47,1**	**18,8**	**150,2%**	**10,4**	**(51,0)**	**-120,4%**	**(6,8)**	**(27,9)**	**-75,5%**	**(61)**	**(110)**	**-44,5%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
		-																
Lucro antes dos impostos	**(4,2)**	**(106)**	**-96,0%**	**42,4**	**17,8**	**137,7%**	**23,5**	**(47,7)**	**-149,3%**	**(5,9)**	**(42,0)**	**-85,9%**	**(72)**	**(121)**	**-40,0%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
Equivalência patrimonial	(54,9)	(37)	48,7%	(62,0)	(25,0)	148,2%	-	-	-	0,9	-	-	14,4	74,2	-80,6%	(8,2)	(86,1)	-90,5%
Resultado financeiro líquido	187,5	203	-7,5%	138,0	158,1	-12,8%	44,2	42,6	3,6%	12,4	2,5	390,7%	(7,0)	(0,5)	1278,4%	-	-	-
Depreciação e Amortização	170,1	163	4,6%	104,3	97,4	7,1%	33,7	33,6	0,4%	0,6	1,0	-40,3%	31,5	30,6	2,8%	-	-	-
EBITDA	**298,4**	**221,9**	**34,5%**	**222,6**	**248,3**	**-10,4%**	**101,4**	**28,5**	**256,0%**	**7,9**	**(38,5)**	**-120,6%**	**(33,6)**	**(16,5)**	**103,6%**	**-**	**-**	**-**
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	33,5	(8)	-521,8%	33,5	(7,9)	-521,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de depósitos judiciais	0,9	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de *impairment* e ativos imobilizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos e JCP recebidos	91,7	34	166,6%	91,7	34,4	166,6%	-	-	-	-	-	-	-	235	-100,0%	-	(234,8)	-100,0%
EBITDA Ajustado	**424,4**	**248,3**	**70,9%**	**348,7**	**274,8**	**26,9%**	**101,4**	**28,5**	**256,0%**	**7,9**	**(38,5)**	**-120,6%**	**(33,6)**	**218,3**	**-115,4%**	**-**	**(234,8)**	**-100,0%**
Margem EBITDA Ajustada	*31,5%*	*18,7%*	*12,8p.p*	*85,1%*	*77,8%*	*7,3p.p*	*74,9%*	*50,9%*	*24,0p.p*	*0,8%*	*-3,8%*	*4,7p.p*						

1S22

R$ milhões	Consolidado			Geração Hídrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	1S22	1S21	Var.	1S22	1S21	Var.	1S22	1S21	Var.	1S22	1S21	Var.	1S22	1S21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita bruta	3.094,1	3.031,8	2,1%	968,9	869,6	11,4%	260,1	167,2	55,6%	2.234,5	2.206,2	1,3%	-	-	-	(369,5)	(211,1)	75,0%
Receita líquida	**2.730,8**	**2.725,4**	**0,2%**	**844,4**	**756,3**	**11,7%**	**249,8**	**158,6**	**57,6%**	**1.971,9**	**2.002,2**	**-1,5%**	**-**	**-**	**-**	**(335,3)**	**(191,6)**	**75,0%**
Custo com compra de energia	(1.794,8)	(1.919,3)	-6,5%	(213,5)	(190,6)	12,0%	(19,2)	(15,0)	28,7%	(1.897,3)	(1.905,3)	-0,4%	-	-	-	335,3	191,6	75,0%
Custo com operação	(343,5)	(315,7)	8,8%	(233,4)	(212,9)	9,6%	(110,0)	(102,8)	7,0%	(0,1)	(0,1)	73,0%	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	**592,6**	**490,3**	**20,9%**	**397,5**	**352,8**	**12,7%**	**120,6**	**40,8**	**195,4%**	**74,6**	**96,7**	**-22,9%**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Receitas (despesas) operacionais	(335,3)	(76,8)	336,3%	(131,3)	125,8	-204,3%	(4,4)	(3,7)	19,0%	(75,8)	(115,6)	-34,5%	(123,8)	(83,3)	48,7%	-	-	-
Equivalência patrimonial	95,5	89,8	6,3%	105,7	91,2	15,9%	-	-	-	(0,9)	-	-	(25,0)	(32,9)	-24,2%	15,6	31,5	-50,4%
Resultado financeiro	(353,9)	(413,8)	-14,5%	(286,8)	(326,2)	-12,1%	(86,9)	(84,6)	2,7%	(17,9)	(3,9)	355,5%	37,8	1,0	3780,6%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	**(1,1)**	**89,6**	**-101,3%**	**85,1**	**243,6**	**-65,1%**	**29,2**	**(47,5)**	**-161,5%**	**(20,1)**	**(22,8)**	**-12,0%**	**(111,1)**	**(115,3)**	**-3,6%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
Imposto de renda e contribuição social	(22,9)	(38,1)	-40,0%	2,4	(56,1)	-104,3%	(23,0)	(7,0)	226,5%	3,8	6,7	-42,9%	10,3	18,3	-43,4%	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	**(24,0)**	**51,4**	**-146,7%**	**87,6**	**187,5**	**-53,3%**	**6,2**	**(54,6)**	**-111,4%**	**(16,2)**	**(16,1)**	**1,0%**	**(100,7)**	**(97,0)**	**3,9%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
				-	-		-	-		-	-		-	-		-	-	-
Lucro antes dos impostos	**(1,1)**	**89,6**	**-101,3%**	**85,1**	**243,6**	**-65,1%**	**29,2**	**(47,5)**	**-161,5%**	**(20,1)**	**(22,8)**	**-12,0%**	**(111,1)**	**(115,3)**	**-3,6%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
Equivalência patrimonial	(95,5)	(89,8)	6,3%	(105,7)	(91,2)	15,9%	-	-	-	0,9	-	-	25,0	32,9	-24,2%	(15,6)	(31,5)	-50,4%
Resultado financeiro líquido	353,9	413,8	-14,5%	286,8	326,2	-12,1%	86,9	84,6	2,7%	17,9	3,9	355,5%	(37,8)	(1,0)	3780,6%	-	-	-
Depreciação e Amortização	343,2	325,4	5,5%	211,9	195,2	8,5%	67,3	67,1	0,3%	1,0	1,9	-44,8%	63,0	61,2	2,9%	-	-	-
EBITDA	**600,5**	**738,9**	**-18,7%**	**478,1**	**673,8**	**-29,0%**	**183,5**	**104,2**	**76,0%**	**(0,2)**	**(17,0)**	**-99,0%**	**(60,9)**	**(22,1)**	**175,0%**	**-**	**-**	**-**
Reversão de provisão para litígios	78,9	(210,8)	-137,4%	78,9	(210,8)	-137,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de depósitos judiciais	1,7	39,8	-95,7%	1,7	39,8	-95,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos e JCP recebidos	91,7	34,4	166,6%	91,7	34,4	166,6%	-	-	-	-	-	-	-	234,8	-100,0%	-	(234,8)	-100,0%
EBITDA Ajustado	**772,8**	**602,3**	**28,3%**	**650,4**	**537,2**	**21,1%**	**183,5**	**104,2**	**76,0%**	**(0,2)**	**(17,0)**	**-99,0%**	**(60,9)**	**212,7**	**-128,6%**	**-**	**(234,8)**	**-100,0%**
Margem EBITDA Ajustada	*28,3%*	*22,1%*	*6,2p.p*	*77,0%*	*71,0%*	*6,0p.p*	*73,4%*	*65,7%*	*7,7p.p*	*0,0%*	*-0,8%*	*0,8p.p*						

auren

Endividamento

	Dívida Bruta (R$ milhões)	Indexador	*Spread*	Amortização	Vencimento
Auren Energia	**320,1**				
1ª Debênture	320,1	CDI	1,48%	À vista	dez/24
CESP	**2.132,20**				
11ª Debênture	301,3	CDI	1,64%	7 anos	dez/25
12ª Debênture	1.830,90	IPCA	4,30%	10 anos	ago/30
Ventos do Piauí I	**788,9**				
BNDES	655,5	TJLP	2,16%	16 anos	jun/34
1ª Debênture	133,4	IPCA	5,47%	À vista	jun/24
Ventos do Piauí II e III	**1.375,70**				
BNDES	1.375,70	IPCA	4,56%	22 anos	mar/45
Ventos do Araripe III	**1.120,50**				
Repasse	447,9	TJLP	3,15%	12 anos	dez/29
BNDES	477,8	TJLP	2,49%	16 anos	jun/35
1ª Debênture	194,8	IPCA	6,99%	14 anos	jul/32
Total	**5.737,40**				

Ratings

	Agência	*Rating*	*Outlook*	Revisão
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	BBB- | AAA (bra)	Negativo | Estável	mar/22
CESP – Corporativo	Standards & 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)	Estável	out/21

Portfólio de Ativos

Ativos em Operação

Ativo[1]	Fonte	Capacidade Instalada[2] (MW)	Garantia Física (MWm)	Participação Econômica Indireta[3]
Porto Primavera	Hidro	1.540,0	886,8	100,0%
Paraibuna	Hidro	87,0	47,5	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidro	71,2	39,2	10,3%
Campos Novos (ENERCAN)[4]	Hidro	143,9	61.9	16,3%
Campos Novos (ENERCAN)[4]	Hidro	131,9	57.1	15,0%
Amador Aguiar I e II	Hidro	40,6	25,7	9,0%
Igarapava	Hidro	35,9	22,9	17,1%
Picada	Hidro	35,7	22,1	71,4%
Machadinho	Hidro	38,8	16,2	3,4%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	3,4%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	10,3%
Total		**2.688,60**	**1.464,20**	

(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

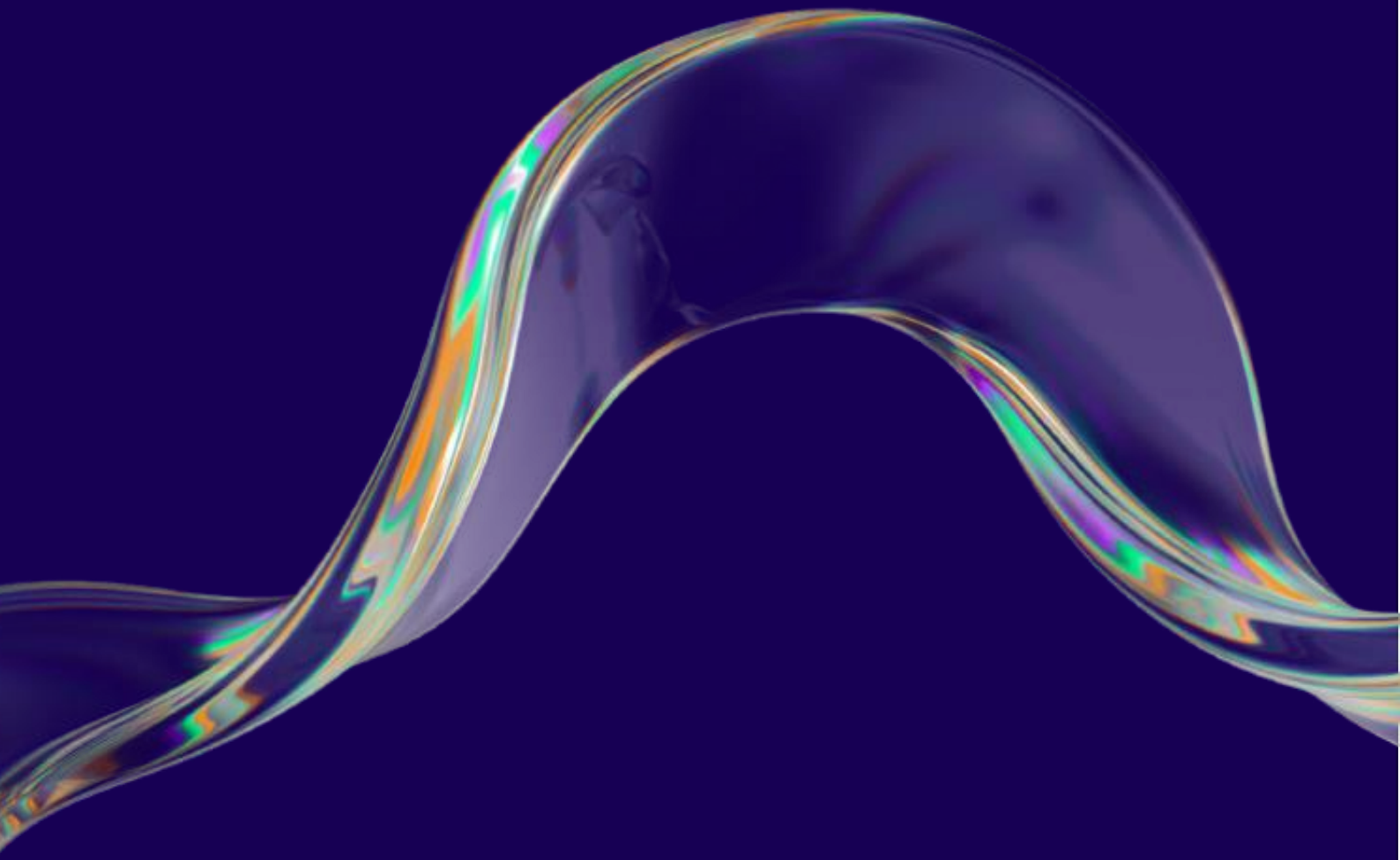
Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Participação Econômica
Ventos do Piauí II e III	Eólica	409,2	197	100,00%

- ***Pipeline***

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Participação Econômica
Sol do Piauí (Híbrido)	Solar	48,0	12,7	100,0%
Jaíba V	Solar	500,0	154,2	100,0%
Hélios	Solar	1.210,0	355,3	100,0%
Corumbá	Hidro	81,6	51,5	51,0%
Total		**1.839,6**	**573,7**	

auren



Earnings Release 2Q22

August 2022

Webcast

August 12, 2022
11 a.m. (Brasília) / 10 a.m. (NYC) / 15 p.m. (London)
(in Portuguese with simultaneous translation to English)

Click here to access the webcast.

Presentation available at ri.aurenenergia.com.br/en/

Contact Information

Investor Relations
Mario Bertoncini (VP of Finance & New Business and IRO)
Mariana Mayumi (IR)
Tamires Parini (IR)
Larissa Siqueira (IR)
ri@aurenenergia.com.br
ri.aurenenergia.com.br

On June 30, 2022:

- AURE3: R$13,62
- Market Cap: R$13.6 billion

Contents

2Q22 Highlights **4**

Management Message **5**

Operating Performance **7**

Commercial Performance **12**

Financial Performance **16**

Subsequent Events **25**

Contingent Liabilities and Assets **25**

Pension Fund - VIVEST **27**

Regulatory Matters **28**

Important Information **30**

Appendices **32**

Segmented Income Statement and Adjusted EBITDA 32

Indebtedness 34

Ratings 34

Asset Portfolio 35

auren

2Q22 Highlights

Financial Highlights[a]						
R$ million	**2Q22**	**2Q21**	**Var.**	**1H22**	**1H21**	**Var.**
Net Revenue	1,346.7	1,329.8	1.3%	2,730.8	2,725.4	0.0%
EBITDA	298.4	221.8	34.5%	600.7	738.9	-18.7%
Hydroeletric Generation	222.6	248.3	-10.4%	478.1	673.8	-29.0%
Wind Power Generation	101.4	28.5	256.0%	183.5	104.2	76.0%
Trading	7.9	(38.5)	-120.6%	0.0	(16.9)	-100.1%
Holding	(33.6)	(16.5)	103.6%	(60.9)	(22.1)	175.0%
Adjusted EBITDA[b]	424.5	248.3	71.0%	773.0	602.3	28.4%
Adjusted EBITDA Margin	31.5%	17.8%	13.7 p.p	25.2%	20.6%	4.6 p.p
Net Income (loss)	(2.0)	(83.5)	-97.6%	(7.5)	51.4	-114.6%
Operating Cash Generation	443.6	418.5	6.0%	720.9	752.9	-4.3%
Free Cash Flow	173.8	(147.2)	-218.1%	1,594.8	60.7	2527.3%
Net Debt[c]	2,129.8	2,305.1	-7.6%	2,129.8	2,305.1	-7.6%
Indebtedness ratio[d]	1.78x	2.21x	-0.43x	1.78x	2.21x	-0.43x

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

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

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

- **71% increase in Adjusted EBITDA** in 2Q22, compared to the same period last year;
- Operating cash generation, after debt service, of R$385 million in 2Q22, with a **cash conversion ratio[1] of 91.5%**;
- **Generation from Ventos do Piauí I** and **Ventos do Araripe III** wind farms in 2Q22 **above P50** by 5.0% and 1.4%, respectively;
- ***On time on budget***, construction of **Ventos do Piauí II and III** wind farms with 60% of the wind turbines in operation, to be concluded in **Nov/22**;
- The **Ventos do Piauí II and III** projects, once concluded, **will add 409MW of installed capacity and 197 MWavg** to Auren's physical guarantee[2];
- **Acquisition of a relevant stake** in the data analytics company **Aquarela**, contributing to the development of a market intelligence ecosystem; and
- Approval of the **start of construction of the solar projects Sol do Piauí and Jaíba V**, which once completed will **add 548 MWac of installed capacity and 172 MWavg[3]** to Auren's physical guarantee.

[1] Cash Conversion Ratio = Operating Cash Flow after debt service/Adjusted EBITDA.
[2] Based on P50 estimate.
[3] Estimated.

Management Message

In the second quarter of 2022, we remained focused on our journey to create a leading platform for renewable energy in Brazil. At Auren, this was yet another quarter we spent working on our expansion strategy through the development of our pipeline of projects and evaluating opportunities aligned with our portfolio, diligently and responsibly, aiming at creating maximum value for our shareholders. We remain ready and prepared to consolidate new businesses and projects that reiterate our strategy.

Regarding the development of projects during the second quarter, the works of Ventos do Piauí II and III continue to advance, on time on budget. The estimate has confirmed that the complex will be in full commercial operation in November this year. So far, we have 36 wind turbines operating commercially and 19 operating in test, totaling the installation of approximately 60% of all generating units in the complex.

On the commercial front, we announced the acquisition of Aquarela, a scaleup company and Brazilian reference in advanced analytics and application of artificial intelligence in large national and global companies, covering various sectors. This acquisition is another important step in preparing and aligning Auren to the main energy trading market trends, ensuring greater competitiveness in this new environment and expanding the use of analytics and big data in the development of new energy products, services and solutions for our free market customers.

In line with our sustainability strategy, Auren has become a member of the United Nations (UN) Global Pact, in Brazil. We, therefore, reinforce not only our support for the Sustainable Development Goals (SDGs), but also our express intention to implement those goals in our business, with the commitment that these actions become even more transparent to the market.

We presented our results according to the segments in which we operate, considering hydroelectric and wind power sources on both the generation and commercialization front, thus unifying the traders of CESP and Votorantim Energia. This quarter's financial performance is in line with the first quarter of this year, reflecting the effects of the corporate reorganization, the levelling of the energy balance of hydroelectric generation and the full return of the activities of the Ventos do Araripe III wind farm, which is already operating without any impact relating to the incident occurred last year.

We ended the second quarter of the year with an Adjusted EBITDA of R$424 million versus R$248 million in 2Q21. Considering the main aspects that impacted this result, we highlight, in the wind power segment, the normalization of Ventos do Araripe III operation, with power generation in line with our expectation of a wind speed, above the certified production value at the 50th percentile (P50).

In the hydroelectric generation sector, our margin improved significantly. On one hand, the result was impacted by the energy purchase diligently made in 2021 to mitigate the

risk associated to the energy balance deficit caused by hydroelectric displacement (Generation Scaling Factor - GSF) in a scenario that was configured as the biggest water crisis in the history of the electric sector. On the other hand, there was a positive effect on revenues, mostly linked to the Brazilian Consumer Price Index (IPCA).

On the commercial side, we have expanded the sale of new products tailored to smaller customers. We recorded lower operating costs and energy services in the quarter, which have contributed positively to the sector's net income. Finally, the holding's results reflect the corporate reorganization and pipeline development of greenfield generation projects, in line with expectation

In addition to the Ventos do Piauí II and III wind projects, which are nearing completion, we announced the Board of Directors' approval of our next two projects, Sol do Piauí, the first hybrid power generation project in the country and the solar Jaíba V, on a large scale and situated in a privileged location.

Ventos do Piauí II and III should add 409 MW in installed capacity and 197 MW in physical guarantee to Auren. Additionally, the two new projects, Sol do Piauí and Jaíba V, once concluded, will add 548 MW to our installed capacity and 172 MWavg to the physical guarantee. The completion of these four projects will increase Auren's total physical guarantee by 25.2% in relation to the Company's current physical guarantee.

To conclude, we reiterate our commitment to the Company's growth strategy with financial discipline, enabling opportunities consistent with our vision of portfolio optimization allowing us to continuously improve our management differentials, operational efficiency and capital structure.

We thank everyone who has accompanied us on this journey of creating a leading platform for renewable energy in Brazil.

Fabio Zanfelice

Chief Executive Officer

Mario Bertoncini

VP of Finance & New Business and Investor Relations Officer

Operating Performance

In June 2022, the total installed capacity was 2,689 MW, considering the proportional stake in each hydroelectric power plant. From the total, 2,125MW regards hydroelectric source and 564 MW to wind source.

Projects under construction, Ventos do Piauí II and III sum 409MW, full operational and with COD in November 2022.

Hydroelectric Power Generation

Hydroelectric Generation						
(MWavg)	Interest %	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	2Q22	2Q21	*Var. %*
Porto Primavera	100.0%	1,540	887	699	726	-3.7%
Paraibuna	100.0%	87	48	29	42	-31.0%
Total		**1,627**	**934**	**728**	**768**	**-5.2%**

Power generation at hydroelectric power plants, which are 100% owned by the Company, came to 728 MWavg in 2Q22, down 5% from 2Q21 (768 MWavg). The decline in the first semester still reflects the effects of the water crisis in the country in 2021, which mainly affected the Paraná River Basin where the Porto Primavera HPP, the Company's flagship hydroelectric power generation asset, is located.

In 2Q22, the dry season started in the Southeast/Midwest region, which caused a reduction in the inflow of the reservoirs, but with better storage conditions in the basins compared to 2Q21, particularly in the Paraná River basin. In the same period, there were rains in the South region, reflecting an increase in inflow, motivating the National Electricity System Operator (ONS) to request a further reduction in the flow rate of the Porto Primavera HPP for the months of May and June, following commands from the Exceptional Water & Energy Management Rules Chamber (CREG) and the Electricity Sector Monitoring Committee (CMSE), for the preservation of storage in upstream plants and maintenance of the Tietê-Paraná waterway and spills reduction at HPP Itaipu.

With regard to HPP Paraibuna, the plant's production schedule is based on controlling the flow in the Paraíba do Sul river basin. In 2Q22, there was an increase in generation at the headwater plants of the Paraíba do Sul river basin to provide a greater flow in order to compensate for the reduction in inflow caused by the end of the rains. In 2Q21, the ONS maintained the guideline of increasing the generation of headwater plants in the Paraíba do Sul river basin.

In 2Q22, HPP Porto Primavera and HPP Paraibuna maintained the average availability factor at 95.96%, an improvement of 0.11 p.p. compared to 2Q21 (95.85%).

The average availability factor of the plants managed by Auren remained significantly above the reference values established by the National Electric Energy Agency (ANEEL)

and on a stable trajectory, demonstrating the quality of the operation and maintenance of the assets and the adequate management of operational risks.

Wind Power Generation

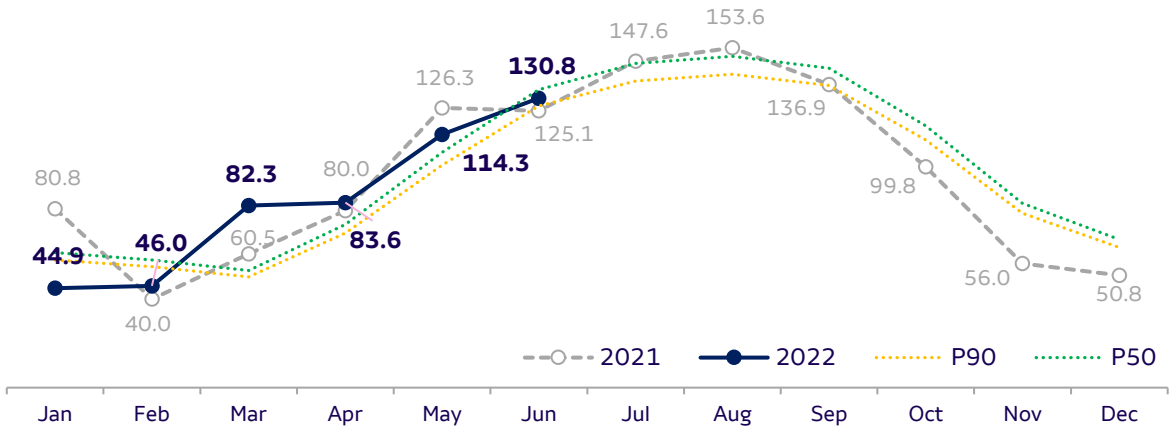
Wind Power Generation						
(MWavg)	Installed Capacity (MW)	Economic Interest %	Physical Guarantee (MWavg)	2Q22	2Q21	Var. %
Ventos do Piauí I	205,8	100,0%	106,3	109,6	111,0	-1,0%
Ventos do Araripe III	357,9	100,0%	178,5	183,8	88,0	110,0%
Total	**563,7**		**284,8**	**293,4**	**199,0**	**48,0%**

Power generation at the wind farms operated by Auren in 2Q22 totaled 294 MWavg, up 48% from 199 MWavg verified in 2Q21.

Ventos do Piauí I

Ventos do Piauí I – Average Generation			
	Average Generation (MWavg)	Var. (P90)	Var. (P50)
1Q21	61.1	13.0%	7.0%
1Q22	58.1	7.0%	2.0%
2Q21	110.6	12.0%	6.0%
2Q22	109.6	11.0%	5.0%

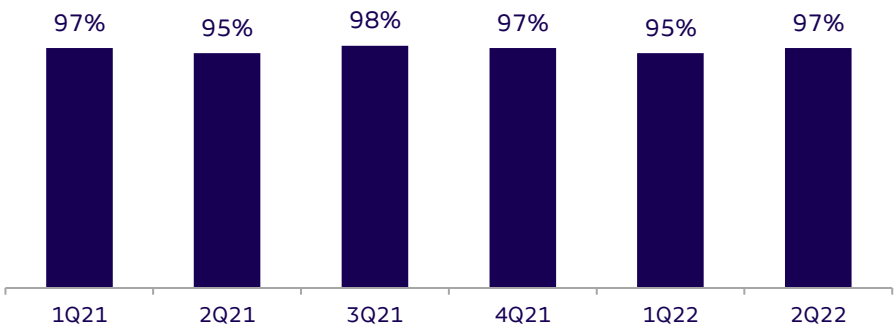
Ventos do Piauí I - Energy generation and certified values for P50 and P90 (MWavg)[4]



In 2Q22, the generation of Ventos do Piauí I was 109.6 MWavg, in line with 2Q21 and above P50, despite higher than expected rainfall for this period.

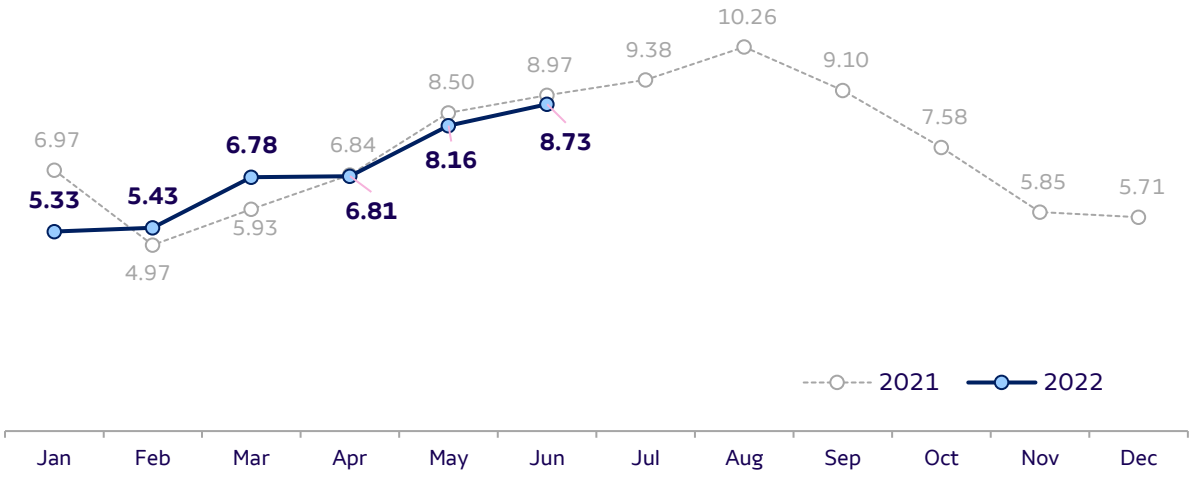
[4] P50 and P90 values according to recertification by the UL company performed after the park was put into operation.

Ventos do Piauí I - Average Time Availability Factor (%)



The average time availability factor of the complex reached 97.3% in 2Q22, up 2.3 p.p. compared to 2Q21 (95.0%). The result of the factor during the period is due to the scheduled shutdowns at Curral Novo do Piauí's Sectioning Substation for constructions (connection of Ventos do Piauí II and III projects, in May 2022).

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

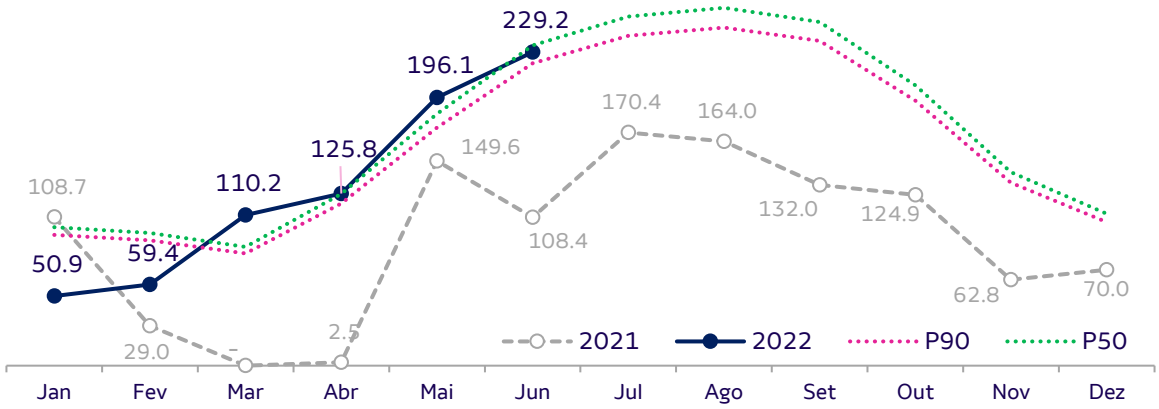


Regarding the average speed, despite higher-than-expected rainfall in April and June, the speed of 7.9 m/s in 2Q22 was in line with the same period last year (8.1 m/s).

Ventos do Araripe III

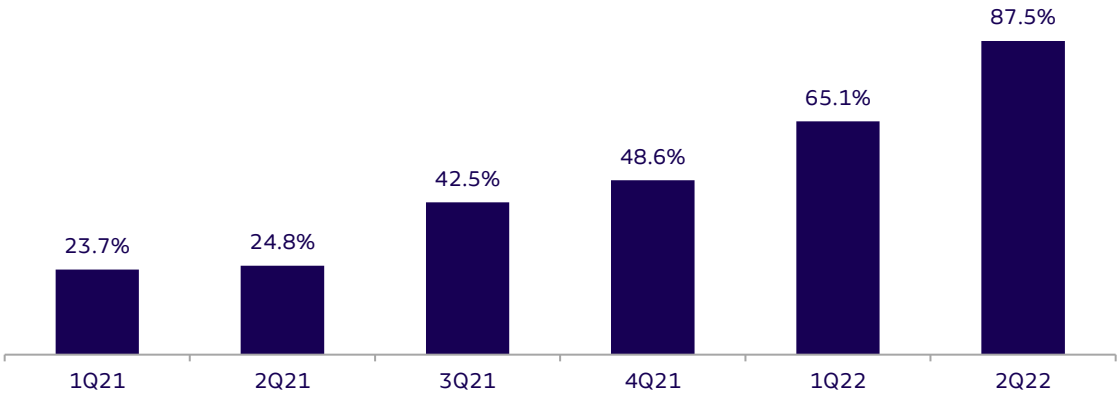
Ventos do Araripe III – Average Generation			
	Average Generation (MWavg)	Var. (P90)	Var. (P50)
1Q21	46.5	-48.0%	-51.0%
1Q22	73.9	-18.0%	-22.0%
2Q21	87.5	-48.9%	-51.7%
2Q22	183.8	7.3%	1.4%

Ventos do Araripe III - Energy Generation and Certified Values for P50 and P90(MWavg)[5]



In 2Q22, the generation of Ventos do Araripe III 184 MWavg, 110% above 2Q21 (88 MWavg) and above P50, after the reestablishment of the transformers of the Collecting Substation.

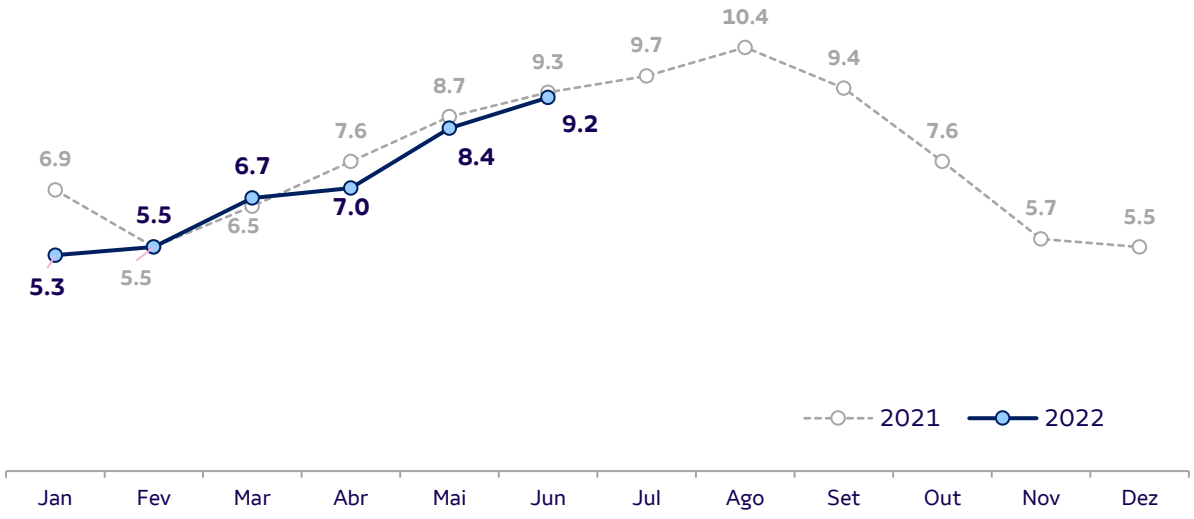
Ventos do Araripe III - Average Time Availability Factor (%)



[5] P50 and P90 values according to recertification by the UL company performed after the park was put into operation.

The average time availability factor of the complex reached 87.5% in 2Q22, up 62.7 p.p. from 2Q21 (24.8%), also impacted by the resolution's reflection of the operational incidents verified in the farm in 2020 and 2021.

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

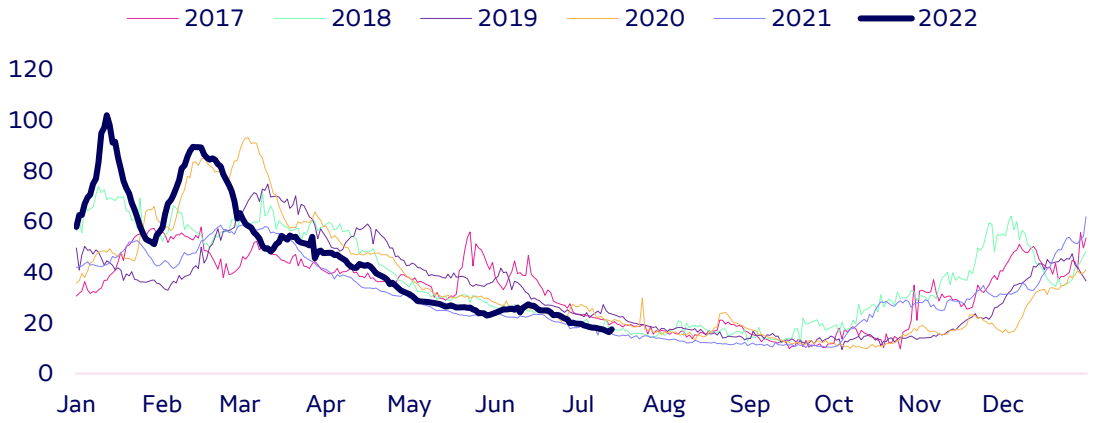


Regarding the average speed, despite higher-than-expected rainfall in April and June, the observed speed was 8.2 m/s in 2Q22, very close to 8.6 m/s in 2Q21.

Energy Market

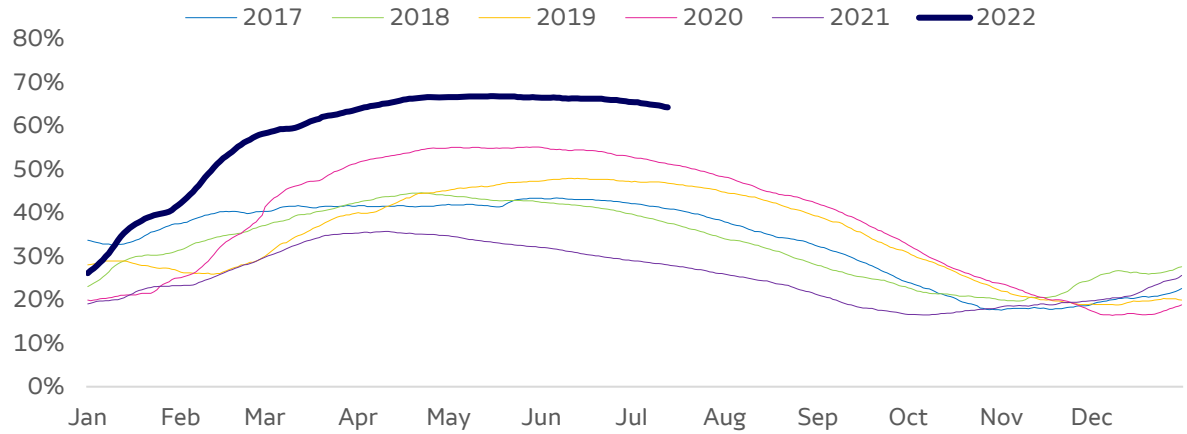
The first months of 2022 presented a significant improvement in inflows, surpassing the values verified in the last years, as shown in the following graphic. This scenario is quite different from what was observed in 2021, where Affluent Natural Energy ("ENA") registered for the Southeast/Mid-West submarket was one of the worst in the historical 91-year period from January to December 2021, even below the values observed in years with adverse hydroelectric conditions, such as 2001 and 2014. The second quarter is characterized by the beginning of the dry period and the natural behavior is the reduction of ENA Southeast/Mid-West submarket.

ENA SE/CO (GWavg)



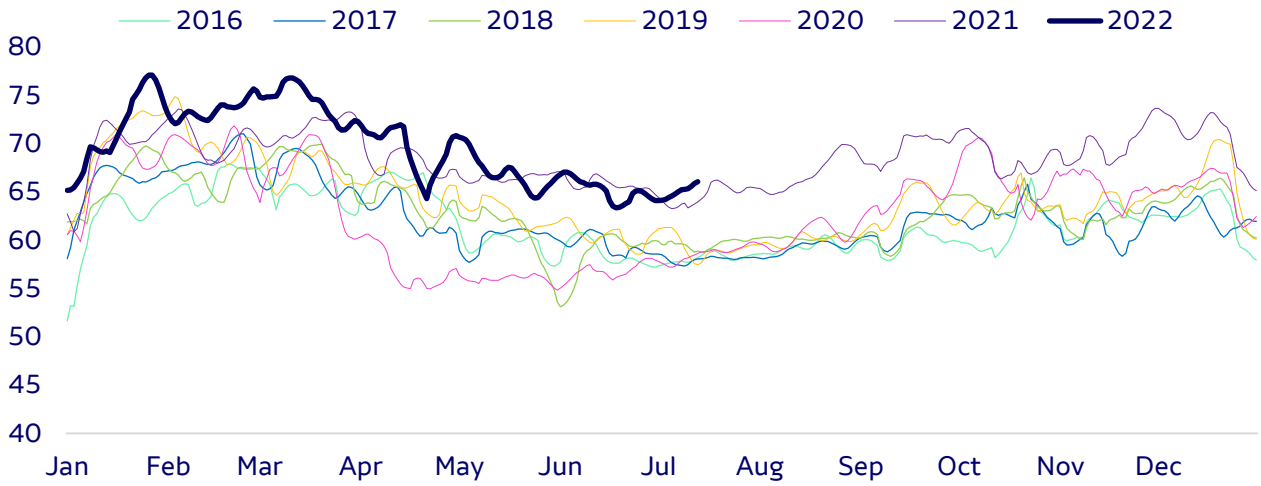
As a result of the inflows' improvement, there was an important recovery of the main reservoirs of the National Interconnected System (SIN). At the end of January, the Southeast/Mid-West subsystem reservoir level registered the highest level in the last five years and remains higher so far. At the end of June 2022, Southeast/Mid-West submarket reservoirs reached the level of 66% of maximum storage capacity vs. 29% observed in the same period last year.

Reservoir Levels of Southeast/Mid-West Subsystem (%)



From the energy consumption perspective, it was observed an increase of 0.5% in the comparison of 2Q22 with 2Q21.

SIN's Energy Consumption (GWavg)



Considering the last load quadrennial revision, occurred on August 02, 2022, the ONS estimates that consumption for 2022 will exceed that for 2021 by 1.7%.

The achievement of favorable conditions for energy supply in 2022 allowed the dispatch of thermoelectric plants to be reduced.

Due to the improvements in the conditions of energy supply presented, the impact over the energy price in the short-term was immediate. The average energy price in short-term (Spot Price - "PLD") for the second quarter of 2022 in the Southeast/Mid-West

submarket was R$56/MWh, close to the minimum PLD. This amount is 76% lower than the verified in the same period of 2021 (R$229/MWh).

Regarding the MRE's hydroelectric deficit index (GSF), the average value observed was of 96% in 2Q22. According to the CCEE projections, the GSF should close the year 2022 at 86%, against 73% observed in 2021.

Energy Balance

Auren's portfolio in 2022 is composed by assets that together account for 1,220 MWavg of physical guarantee, already considering the commercial operation of Ventos do Piauí II and III.

The sale of energy is distributed in contracts signed in the Free Contracting Environment (ACL) and in the Regulated Contracting Environment (ACR).

Currently, the assets that have contracts in the ACR are UHE Porto Primavera and the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III complexes. All contracts are adjusted with the IPCA inflation index on their respective adjustment dates.

ACR Contracts				
Asset	**Auction**	**Annual Volume (MWavg)**	**Current Price (R$/MWavg)[a]**	**End Date**
HPP Porto Primavera	1º LEN	148.0	276.72	12/31/2039
HPP Porto Primavera	2º LEN	82.0	294.11	12/31/2038
Ventos do Piauí I	22º LEN	93.0	267.51	12/31/2037
Ventos do Araripe III	20º LEN	15.4	220.19	12/31/2038
Ventos do Araripe III	18º LEN	102.5	203.32	12/31/2037
Ventos do Araripe III	6º LER	52.2	212.07	9/30/2037

(a) As of 06/30/2022.

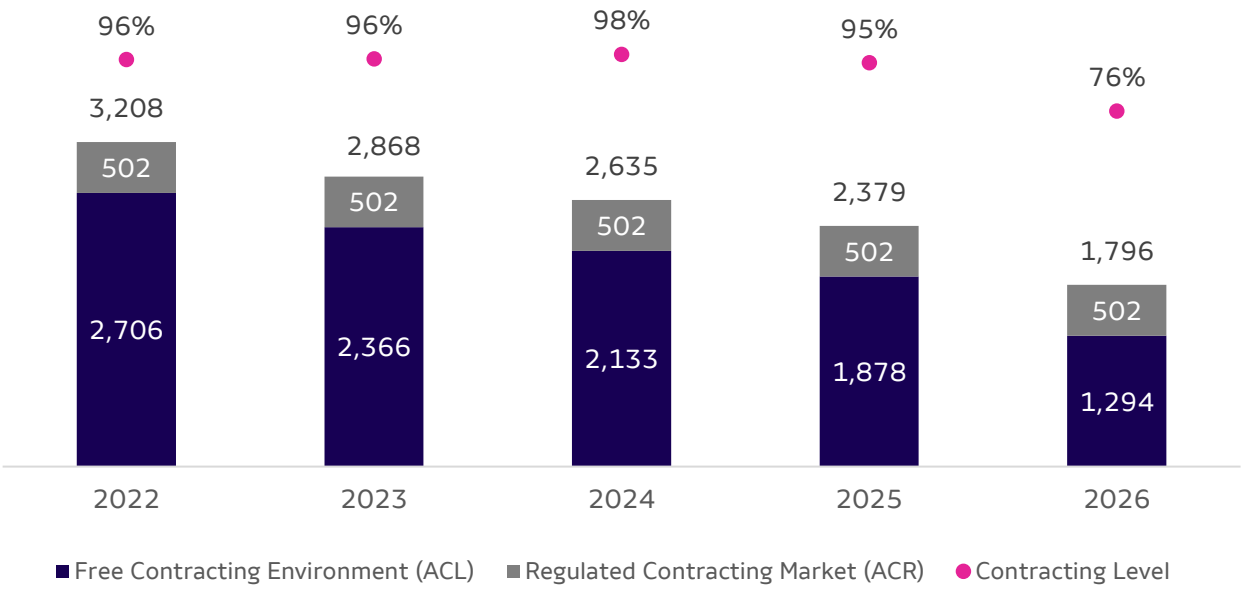
The prices breakdown between the ACR and ACL environments, as well as the average price of the generation portfolio of own assets can be seen below. The table below does not consider trading energy prices.

Consolidated Portfolio of wholly owned Generation Assets - Price (R$/MWh)					
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
ACR	254	269	269	269	269
ACL	241	222	189	184	171
Portfólio	246	241	220	220	224

The amount of physical guarantee of UHE Porto Primavera referring to the ACR contract (230 MWavg) is protected against hydrological risk exposure. In return, the company pays a monthly premium of R$14.32/MWh as established by ANEEL Normative Resolution 684/2015.

In the total portfolio, considering generation and commercialization segments, the sales volume is close to 3 GWm in 2022. In addition, the contracting level exceeds 90% by 2025, considering the total physical guarantee of hydroelectric plants, without any reserve to hedge the hydrological risk.

Contracting Profile of Auren's Consolidated Portfolio – (Genco and Trading)[6] (MWavg)



[6] Physical guarantee for the calculation of the 2022 contracting level considers the partial operation of VdP II and III and the extension of UHE Paraibuna's concession, according to the Administrative Rule no. 647/2022 published on 05/06/2022.

Financial Performance

The financial performance presented herein between 1Q21 and 1Q22 considers Auren's non-audited proforma consolidated results, prepared to reflect the corporate reorganization effects, as if the combination had occurred on January 1st, 2021[7].

Consolidated Income Statement						
R$ million	**2Q22**	**2Q21**	**Var. %**	**1H22**	**1H21**	**Var. %**
Gross Revenue	1,538.5	1,479.3	4.0%	3,094.1	3,031.8	2.1%
Net Revenue	**1,346.7**	**1,329.8**	**1.3%**	**2,730.8**	**2,725.4**	**0.2%**
Purchased Energy Costs	(873.4)	(965.7)	-9.6%	(1,794.7)	(1,919.3)	-6.5%
Operating Costs	(172.9)	(159.1)	8.7%	(343.5)	(315.7)	8.8%
Gross profit (loss)	**300.3**	**205.0**	**46.5%**	**592.6**	**490.3**	**20.9%**
Operating revenues (expenses)	(172.0)	(145.7)	18.1%	(335.3)	(76.8)	336.3%
Equity Income	54.9	37.0	48.7%	95.5	89.8	6.3%
Financial Result	(187.5)	(202.7)	-7.5%	(353.9)	(413.8)	-14.5%
Income Tax and Social Contribution	2.2	23.0	-90.5%	(6.4)	(38.1)	-83.3%
Net Income (Loss)	**(2.0)**	**(83.5)**	**-97.6%**	**(7.5)**	**51.4**	**-114.6%**
EBITDA	**298.4**	**221.8**	**34.5%**	**600.7**	**738.9**	**-18.7%**
Reversal of Provision for Litigation	33.5	(7.9)	-	78.9	(210.8)	-
Dividends and Interest On Equity Received	91.7	34.4	166.6%	91.7	34.4	166.6%
Judicial Deposits Write-Off	0.9	-	-	1.7	39.8	-95.7%
Adjusted EBITDA	**424.5**	**248.3**	**71.0%**	**773.0**	**602.3**	**28.4%**
Adjusted EBITDA Margin	*31.5%*	*17.8%*	*12,8p.p.*	*25.2%*	*20.6%*	*6,2p.p.*

Net Revenue

Net operating revenue in 2Q22 amounted to R$1,347 million, an increase of R$17 million, from R$1,330 million in 2Q21, mainly due to:

(a) **Hydroelectric Generation:** R$56 million increase explained by the higher average price power of contracts, due to higher prices in energy market, contracts price adjustment and higher FX adjustment on part of the company's revenue linked to foreign currency.

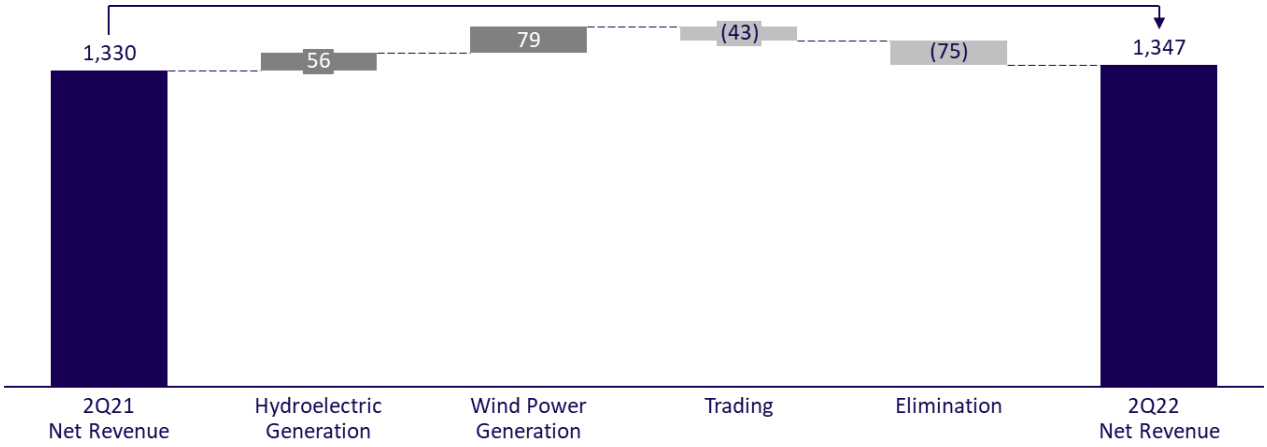
(b) **Wind Power Generation:** increase of R$79 million mainly explained by the total reestablishment of operational availability at Ventos do Araripe III in 2Q22. There was also a reduction in the multi-annual adjustment provision for reimbursement, related to the regulated contracts of Ventos do Araripe III and by the update of contract prices, with total revenue of R$135 million in 2Q22 vs. R$56 million in 2Q21.

(c) **Trading:** decrease of R$43 million in revenue from energy trading operations, explained by the reduction in the volume sold, partially offset by the higher average sales price in the period, totaling revenue of R$957 million in 2Q22 vs. R$1,000 million in 2Q21.

[7] The consolidated, proforma, unaudited results for 2021 and 1Q22 were restated and the changes were considered in this release, as well as in the interactive spreadsheet available on the IR website.

(d) **Eliminations:** increase of R$75 million (R$155 million in 2Q22 vs. R$79 million in 2Q21), mainly explained by higher an increase in the volume of intercompany transactions between Genco and Trading. For a better understanding of these operations, please access the "Important Information" section of this document.

Net Revenue Evolution 2Q21 vs. 2Q22 (R$ million)



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

Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses[8] totaled R$1,218 million in 2Q22, compared to R$1,270 million in 2Q21, a decrease of R$52 million between the periods, mainly due to:

(a) **Energy cost:** decrease of R$92 million (R$873 million in QT22 vs. R$966 million in 2Q21), explained by:

- **Hydroelectric Generation:** increase of R$32 million in energy purchased to manage the energy balance, due to higher average regarding the advance purchase strategy adopted by the Company throughout 2021.
- **Wind Power Generation:** increase of R$2 million, with total of R$9 million in 2Q22 vs. R$7 million in 2Q21;
- **Trading:** decrease of R$51 million by lower average purchase price in the period, partially offset by higher average purchase prices when

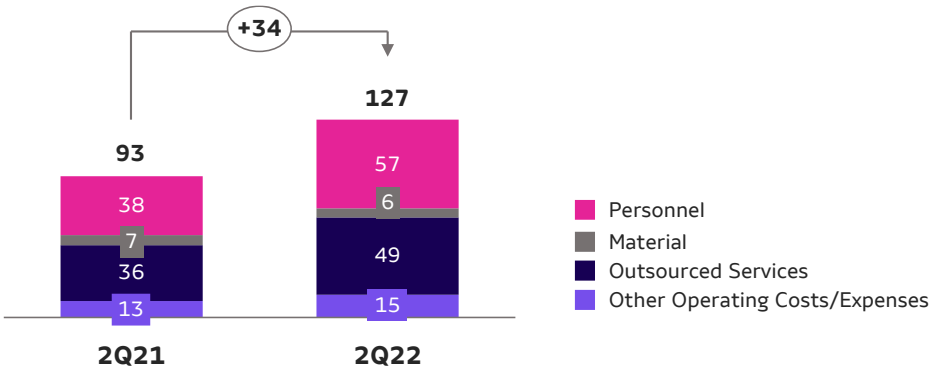
[8] This total includes Energy Purchase Cost, Operation Cost and Operating Expenses.

compared to the same period of the previous year, totaling R$905 million in 2Q22 vs. R$956 million in 2Q21.

- **System use charges:** increase of R$11 million in 2Q22, totaling R$56 million in 2Q22 vs. R$45 million in 2Q21, explained by the readjustment in the energy transport tariffs (TUST and TUSD-g); and

- **Intercompany Operations**: increase in the volume of energy traded, totaling an increase of R$76 million in the total energy cost in 2Q22.

PMSO Expenses (R$ million)



(b) PMSO: increase of R$34 million comparing the periods R$127 million in 2Q22 vs. R$93 million in 2Q21), mainly due to inflationary effect and non-recurring events, including:

- **Personnel (P):** increase of R$19 million (R$57 million in 2Q22 vs. R$38 million in 2Q21) due to inflation adjustments and other activties within the corporate reorganization scope, for instance retention program, agréments and indemnities, also with changes in organizational issues. Of this increase, non-recurring expenses totaled R$4 million;

- **Material and Outsourced Services (MS):** increase of R$12 million (R$55 million in 2Q22 vs. R$43 million 2Q21), with the impacto of corporate reorganization, legal fees, consultants, and integration events. In addition, there was na increase in maintenance expensas and other services at the wind farms. Of this increase, non-recurring expenses totaled R$7 million; and

- **Other Operating Costs/Expenses (O):** increase of R$2 million in the period (R$15 million in 2Q22 vs. R$13 million in 2Q21), related to insurance expenses and other.

(c) Other Operating Costs/Expenses:

- Provision reversal for litigation: negative impact of R$41 million due to the recognition of a provision constitution of R$33 million in 2Q22, versus a provision reversal of R$8 million in 2Q21, which is a non-cash effect. For more details about the change in the Company's contingent liabilities in the period, see the "Contingent Liabilities and Assets" section of this document; and

- Energy futures contracts (MtM): positive effect of R$46 million (R$14 million in 2Q22 vs. R$59 million in 2Q21), which is a non-cash effect.

Adjusted EBITDA

Consolidated Adjusted EBITDA reached R$424 million in 2Q22, with margin of 32%, an increase of 71% over the same period in 2021 (R$248 million), mainly driven by:

(a) Hydroelectric Generation: positive effect of R$74 million, totaling R$349 million in 2Q22 vs. R$275 million in 2Q21, resulting from:

- Positive effect of R$57 million of dividends from investees in consortiums and other participations; and

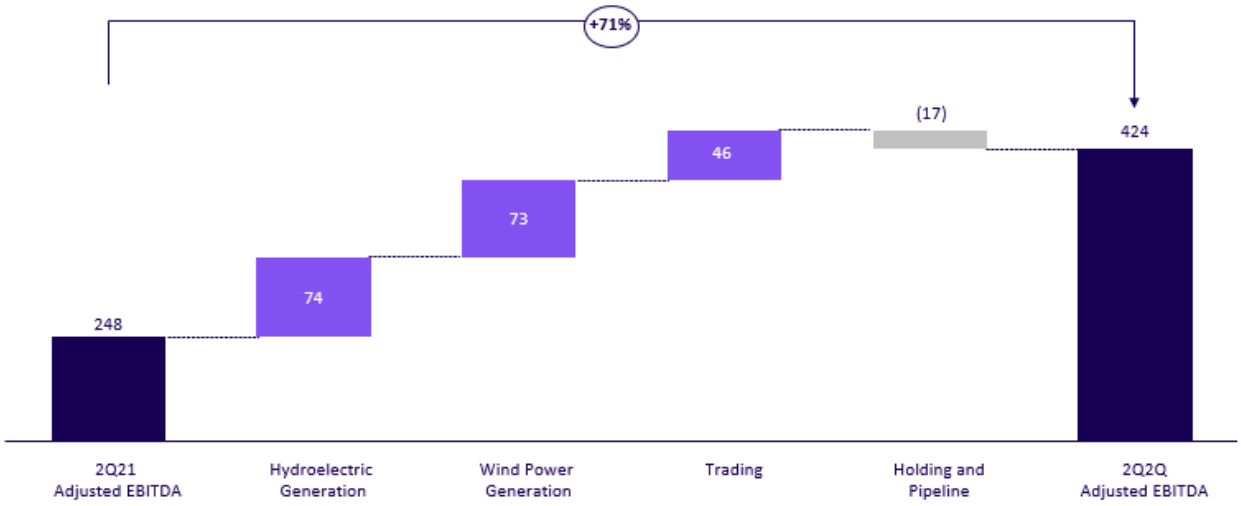
- Increase in revenue due to higher average contract prices;

(b) Wind Power Generation: positive variation of R$73 million due to price adjustment in LEN and LER contracts, combined with the decrease in provision for reimbursement referring to the quadrennial adjustment mechanism related to Ventos do Araripe III regulated contracts, totaling R$82 million in 2Q22 vs. R$28 million in 2Q21;

(c) Trading: EBITDA of R$8 million in 2Q22 vs. a negative result of R$39 million in 2Q21. The increase of R$46 million year over year is mainly explained by mark-to-market of the energy positions;

(d) Holding & Pipeline: higher non-recurring expenses related to the corporate reorganization, totaling a negative result of R$34 million in 2Q22, vs. R$17 million in 2Q21.

Adjusted EBITDA Evolution 2Q21 vs. 2Q22 (R$ million)



The detailed composition of the Adjusted EBITDA per segment for the quarter and accumulated period is available in the "Appendices" section of this document.

Financial Result

Financial Result						
R$ million	**2Q22**	**2Q21**	**Var. %**	**1H22**	**1H21**	**Var. %**
Financial Income	**103.9**	**11.7**	**786.7%**	**190.0**	**19.5**	**874.9%**
Financial Expenses	**(291.3)**	**(211.7)**	**37.6%**	**(541.9)**	**(429.4)**	**26.2%**
Debt Charges	(53.6)	(54.6)	-1.9%	(118.3)	(106.8)	10.8%
Monetary Adjustment	(95.0)	(37.3)	154.7%	(156.5)	(82.4)	90.0%
Balance Update of Provision for Litigation	(29.5)	(62.5)	-52.9%	(76.2)	(128.3)	-40.6%
Judicial Deposits Write-Off	-	-	-	(2.5)	(1.8)	36.3%
Balance Update of Postemployment Benefits	(38.1)	(39.5)	-3.6%	(76.2)	(79.1)	-3.6%
Bank Contract Termination	(28.0)	-	-	(28.0)	-	-
Charges on Discount Operations	(13.7)	-	-	(21.9)	-	-
Other Financial Expenses, net	(33.5)	(17.4)	92.9%	(62.3)	(31.0)	100.6%
Total	**(187.5)**	**(200.0)**	**-6.3%**	**(351.9)**	**(409.9)**	**-14.1%**

There was a reduction of the net financial result in 2Q22, with an accounting of an expense of R$ 187 million compared to expense of R$ 200 million in 2Q21. The reduction of the expense can be explained by, mainly:

(a) **Financial income:** increase of R$92 million in financial income mainly due to higher cash balance invested during the period and the rise in the average CDI rate.

(b) **Balance update of provision for litigation:** decrease of R$33 million due to the significant reduction in the provision for contingent liabilities between the periods and the deceleration of IGP-M index during the period (2.5% in 2Q22 versus 6.3% in 2Q21 amounting to R$29 million in 2Q22 versus R$63 million in 2Q21.

(c) **Debt charges and inflation adjustment:** increase of R$57 million due to the rise in the TLP rate of 4.61% per year in 2021 versus 6.82% per year in 2Q21 and the average annualized IPCA rate of 2.2% in 2Q22 versus 1.7% in 2Q21, used to calculate the remuneration and inflation adjustment of the Company's debentures, resulting in an expense of R$149 million in 2Q22 vs. R$92 million in 2Q21.

(d) **Other financial expenses, net:** increase of R$ 16 million, due to higher inflation adjustment of the liabilities e higher accrual of debt costs.

Net Income

Net Income (Loss)						
R$ million	**2Q22**	**2Q21**	**Var. %**	**1H22**	**1H21**	**Var. %**
Net Income (Loss)	**(2.0)**	**(83.5)**	**-97.6%**	**(7.5)**	**51.4**	**-114.6%**
Depreciation and Amortization	170.1	162.5	4.7%	343.4	325.4	5.5%
Financial Result	187.5	202.7	-7.5%	353.9	413.8	-14.5%
Income Tax and Social Contribution	(2.2)	(23.0)	-90.5%	6.4	38.1	-83.3%
Equity Income	(54.9)	(37.0)	48.7%	(95.5)	(89.8)	6.3%
EBITDA	**298.4**	**221.8**	**34.5%**	**600.7**	**738.9**	**-18.7%**

The net income in 2Q22 was a loss of R$2 million compared with a loss of BRL 83 million in 2Q21, mainly due to:

(a) **EBITDA**: the Company registered consolidated EBITDA (pre-adjusted) of R$298 million, an increase of R$76 million, compared to R$222 million registered in 2Q21, mainly impacted by the movement in the provision for litigation, a positive effect of R$41 million.

(b) **Financial income (expenses)**: net financial expenses of R$15 million lower in 2Q22 vs. 2Q21, mainly as a result of higher financial income from a cash position and the decrease of R$33 million in monetary adjustment of provision for litigation balance.

(c) **Income tax:** decrease of R$21 million, in line with the taxable income. More information available in the "Important Information" section of this document.

(d) **Equity income**: represents the results from the hydroelectric plants in which Auren holds interest, through preferred shares. In 2Q22, the result was a positive R$55 million, an increase of R$18 million compared to R$37 million in 2Q21.

(e) **Depreciation and amortization**: increase in expenses of R$8 million (R$170 million in 2Q22 vs. R$162 million in no 2Q21), which reflects the

addition of the intangible asset for the extension of the concession period resulting from the renegotiation of the hydrological risk.

(f) **Contingent provision:** in 2Q22, the Company registered a provision of R$ 34 million vs. Reversal of provision of R$ 8 million in 2Q21, impacting in a negative variation in the net result.

Indebtedness

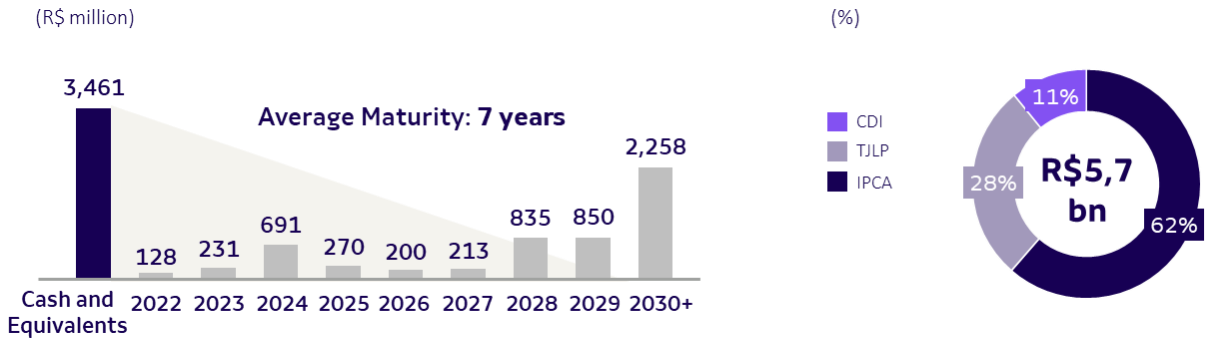
The Company's gross debt on June 30, 2022 was R$5.6 billion, compared to R$3.8 billion on June 30, 2021.

Cash and cash equivalents ended 2Q22 at R$3.5 billion, versus R$1.6 billion in the same period last year. This balance mainly reflects: (i) the investments of R$1.5 billion from the controlling shareholder CPP Investments as part of corporate restructuring; (ii) the debenture issue in December 2021 in the amount of R$300 million, for the acquisition of renewable energy projects and to strengthen the cash position; and (iii) receipt of first tranches of the loans from BNDES for the Ventos do Piauí II and III wind power complex (R$537 million in December 2021, R$77 million in 1Q22 and R$667 million in 2Q22), with factors (ii) and (iii) above having positive effects on cash, but neutral effects on net debt.

As such, the Company's consolidated net debt on June 30, 2022 was R$2.1 billion. The consolidated average term during the period was 7.4 years and the fixed average cost of the portfolio was 11.5% per year (IPCA + 4.3% per year or CDI -1.2% per year).

Leverage, as measured by the ratio of net debt to adjusted EBITDA, ended 2Q22 at 1.8x vs. 2.2x in 2Q21.

Amortization Schedule and Gross Debt by Index (R$ million)



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

Free Cash Flow

Free Cash Flow						
R$ million	2Q22	2Q21	Var. %	1H22	1H21	Var. %
Adjusted EBITDA	424.5	248.3	71.0%	773.0	602.3	28.0%
Cash Income Tax and Social Contribution	(18.7)	(18.7)	0.0%	(38.5)	(52.7)	-27.0%
Working Capital	39.0	191.5	-80.0%	(10.1)	207.0	-105.0%
CAPEX Sustaining	(1.2)	(2.5)	-53.0%	(3.5)	(3.6)	-3.0%
Operating Cash Flow	443.6	418.5	6.0%	720.9	752.9	-4.0%
Debt Service	(59.0)	(42.1)	40.0%	(134.9)	(108.6)	24.0%
Operating Cash Flow after debt service	384.6	376.4	2.0%	586.1	644.4	-9.0%
CAPEX Projects	(716.1)	(29.7)	2309.0%	(981.7)	(47.2)	1982.0%
Litigation Payment	(36.5)	(16.9)	116.0%	(101.5)	(28.8)	252.0%
Funding	667.4	1.8	36130.0%	744.0	1.8	40289.0%
Amortization	(25.5)	(25.1)	2.0%	(52.0)	(52.4)	-1.0%
Capital Increase	-	-	-	1,500.0	-	-
Share Buyback (CESP ADR)	-	-	-	-	(3.3)	-
Dividends	(100.0)	(453.8)	-78.0%	(100.0)	(453.8)	-78.0%
Free Cash Flow	173.8	(147.2)	-78.0%	1,594.8	60.7	2527.0%

The Company ended 2Q22 with R$384 million of operational cash flow after debt service, which represents a cash conversion ratio[9] of 91%. The change in operational cash flow between the quarters was mainly due to:

(a) **Adjusted EBITDA:** R$424 million, increase of 71% and Adjusted EBITDA margin of 32% (+14 p.p. vs. 18% 2Q21) as previously explained.

(b) **Working Capital**: cash outflow increases of R$152 million (R$39 million in 2Q22 vs. R$191 million in 2Q21), mainly due to:

- Payment of the equalization pension plan installments (VIVEST), in the amount of R$15 million in 2Q22, without any effects on result;
- Mark-to-market adjustments of trading activity of R$46million, without any cash effect, with a negative impact of R$14 million in 2Q22 vs. a negative amount of R$59 million in 2Q21; and
- Negative impact of R$81 million between the periods explained by the reimbursement related to the ACR contracts, mainly referring to the incident with the transformers of Ventos do Araripe III in 2021. The cash disbursement is linked to the prior communication of the CCEE.

Free cash flow recorded in 2Q22 was positive by R$174 million, an increase of R$321 million when compared to 2Q21, due to the factors mentioned above, in addition to:

(a) Positive impact of R$667 million in 2Q22 related to the financing of the Ventos do Piauí II and III wind farm with BNDES, as detailed in the

[9] Cash conversion ratio = operational cash flow after debt services/Adjusted EBITDA.

"Indebtedness Section" section of this document. This effect was offset by the CAPEX variation as mentioned below.

(b) Increase in Ventos do Piauí II and III CAPEX in the amount of R$686 million in 2Q22: and

(c) Dividends paid in 2Q22 in the amount of R$100 million, with a reduction of R$354 million when compared to the amount paid in 2Q21.

Subsequent Events

(a) **Ventos do Piauí II and III**: reaffirming the commitment to the original schedule and budget, there are 36 wind turbines in commercial operation and another 19 under operation until the date of publication of this report;

(b) **VIVEST**: completion of the migration plan processing, with a cash disbursement of R$303 million on August 01, 2022;

(c) **Litigation Liabilities**: after the end of 2Q22, decrease of R$28 million in probable litigation and R$44 million in total litigation liabilities[10], up to the date of publication of this report; and

(d) Approval at the Board of Directors' Meeting held on August 11, 2022 of the solar energy generation projects named Sol do Piauí and Jaíba V.

Contingent Liabilities and Assets

Contingent Liabilities

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

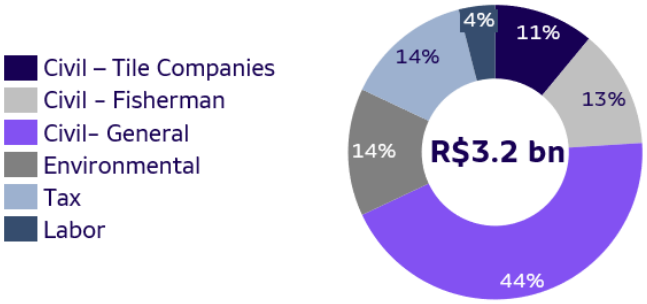
The Company is currently a party to lawsuits that represent a total contingent liability of R$3.2 billion, of which R$1.4 billion pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered probable and, for the remaining balance, possible.

After 1Q22, up to the date of publication of this report, there was a decreased of R$414 million in total litigation liabilities, after inflation adjustment and interest, which includes agreements, closing of lawsuits in a favorable way to the Company, adjustment of estimates and prognosis of other lawsuits.

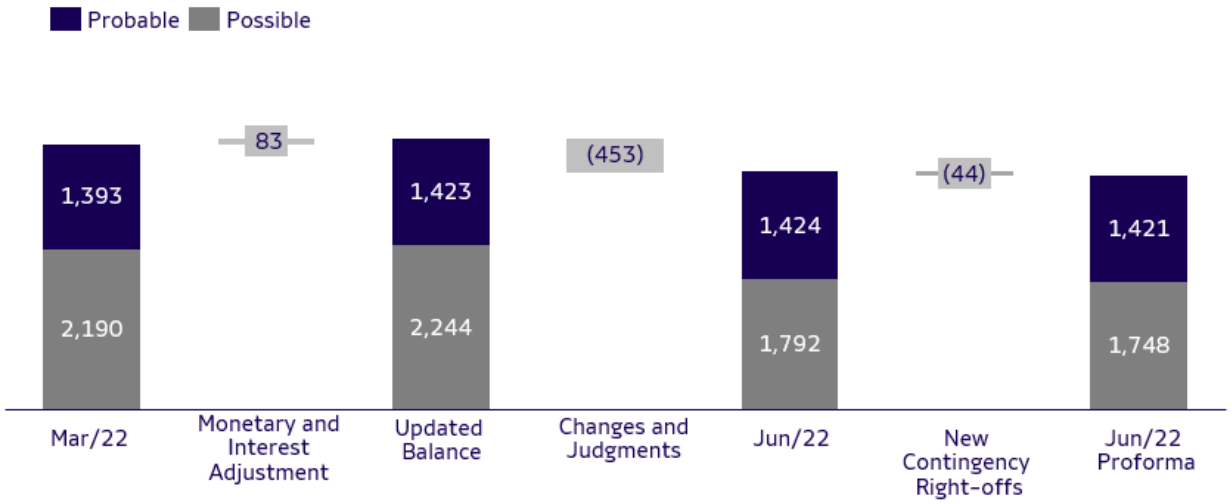
Probable contingent liabilities ended the quarter increasing R$28 million, after inflation adjustment and interest, due to the revision of estimates based on the progress of lawsuits.

[10] Considers probable and possible estimated losses.

Contingent Liabilities Profile (R$ % Total)[15]



Evolution of Legal Actions[11] (R$ million)



The Company clarifies that the amount of contingent liabilities is subject to constant reassessment precisely because its measurement is linked to the actual progress of the 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, who valued the reversible assets at R$4.7 billion (June 2012 values). The valuation consists of: Plant - R$1.9 billion; Floodgates and Canal - R$1.0 billion; and Land - R$1.8 billion.

Currently, the parties are awaiting the judge's decision in the lower court.

[11] Amount shown includes the combined legal actions portfolio of the companies after corporate restructuring.

Pension Fund - VIVEST

As of 2020, IGP-DI index increase together with an unfavorable economic scenario, negatively contributed to a financial detachment and to a deficit in pension plans with fixed income benefit, contracted by CESP as a state-owned company with VIVEST.

Focusing on the hedge against an increase in deficit, CESP initiated a series of actions in its supplementary pension plans with fixed income benefit. One of the main fronts was a launch of the voluntary migration plan, which enabled participants of the defined benefit plans to transfer their future assets to a new defined contribution plan.

The Voluntary migration was completed on Mar 24, 2022. About 1,200 beneficiaries joined the plan, corresponding to approximately 18% of the total actuarial liabilities, totaling R$ 1.4 billion in the Individual Mathematical Reserve (IMR).

In December 2021, the Union of Electricity Sector Workers of Campinas, Adecon Institute, Union of Engineers of the São Paulo State and the Union of Employees in Electricity Generation, Transmission and Distribution in the City of Bauru/São Paulo State, filed a lawsuit to suspend the voluntary migration process of beneficiaries. In May 2022, the lawsuit was decided in Company's favor, refuting all the allegations brought by the plaintiffs in the case. The discussion about the issue remains in the Judiciary.

The migration was carried out on July 1, 2022. CESP settled the amount of R$303 million on August 1, 2022, referring to the payment of the migrated deficit, ending this stage of the ongoing process of mitigating the social security risk.

With this measure, specifically, the portion of participants that migrated no longer had their benefits linked to lifetime income and, therefore, approximately 20% of the current plan will not impact potential future actuarial deficits of the Company.

Public Hearing 39/2021 – Improvements in regulation related to tariffs on the use of transmission and distribution systems

ANEEL Public Hearing 39/2021 was held to discuss with society proposals for solving four regulatory issues identified by the Agency in calculating tariffs for the use of transmission systems, applied to the consumption and generation segments, and tariffs for the use of distribution system for generators - TUSDg.

The issues mapped by the Agency include, in short: i) the need to improve the locational signal; ii) the problem of heterogeneity in relation to tariff stabilization periods, associated with the time of operational startup and the trading environment; iii) distortions motivated by the tariff stabilization period; and iv) inadequate signaling of TUSDg.
Considering the importance of the issues and the complexity of the solution, the public hearing was originally divided into two phases, held between July and October 2021 and between March and May 2022, respectively.

The outcome of the second phase of Public Hearing 39/2021 was deliberated at ANEEL's Public Board Meeting held on June 26, resulting in the publication of Normative Resolution 1024/2022, which:

(a) Addressed the new rule to stabilize generation tariffs – earlier assured for periods of 10 cycles or the entire duration of the concession, depending on the trading environment – which is now defined based on bands with upper and lower limits defined annually, indicating, in each cycle, the cost associated with that connection point;

(b) Defined that the application of tariff limiters of generation plants connected at 138kV and 88kV (TUSDg) will be applied upon each calculation of the reference tariff and no longer during the tariff process of the distributor to which they connect; and

(c) Revoked Normative Resolutions 349/2009 and 559/2013, which ruled the procedures for calculating TUSDg and TUST, respectively, to date.

ANEEL's discussion, however, was not fully concluded and so it should be complemented by a third phase, which occurred between June 30 and July 29, to continue discussions on the item related to "intensification of locational signal", whose main purpose is to bring load and generation closer and optimize network use.

Energy Auctions

The Ministry of Mines and Energy, through Normative Ordinance 32/GM/MME, published on December 20, 2021, disclosed the calendar of Energy Auctions for the three-year period from 2022 to 2024. These processes are conducted by the Electricity Trading Chamber (CCEE), under the coordination of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL).

As a rule, these processes are divided according to the status of implementation of the bidder plants: new plants (New Energy Auction – LEN) or existing plants (Existing Energy Auction – LEE). The latter seek to serve distributors over the years subsequent to the execution of the contract, with A-1 relating to a supply period of 1 year and A-2 relating to a supply period of 2 years. The former are focused on contracting plants in the installation stage. Similarly, the supply periods of LEN are determined through A-4, A-5 and A-6.

For 2022, considering LEN A-4 held on May 27, LENs A-5 and A-6 are scheduled for September 16, and LEEs A-1 and A-2 are scheduled for December. Regarding these Auctions, Auren is constantly evaluating the feasibility of its respective assets participating.

Additionally, pursuant to Federal Law 10,848 of 2004, the government has been conducting Auctions for Contracting Capacity Reserve. On December 21, 2021, these processes were put into practice through the 1st Capacity Reserve Auction. For 2022, the 2nd Capacity Reserve Auction will be held on September 30, in accordance with Federal Law 14,182 of 2021 (capitalization of Eletrobrás), envisaging the contracting of 2 GW of natural gas-powered thermal power plants located in Northern and Northeastern Brazil. The 3rd Capacity Reserve Auction is scheduled for November to contract reserve energy in the form of capacity, without the specific requirements (source and location, etc.) set by Federal Law 14,182. Auren is evaluating the possibility of participating in these processes, which are usually addressed to thermal power plants, if the so-called "Technological Neutrality" is accepted by MME, which would allow hydroelectric power plants to supply products that meet the requirements of Capacity Reserve Auctions.

Finally, for the two-year period of 2023 and 2024, said Ordinance envisages auctions in:

- March (Capacity Reserve - Energy);
- August (LEN A-4 and A-6);
- October (Auctions to serve the isolated system);
- November (Capacity Reserve – Capacity);
- December (LEEs A-1 and A-2).

Important Information

Segmentation of Results

The business segmentation shown here reflects:

- **(a) 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.
- **(b) Wind Power Generation:** Segment consisting of the Ventos do Piauí I, II and III and Ventos de Araripe III wind power complexes.
- **(c) Trading:** Segment comprising by Auren Comercializadora (ex Votener) and CESP Comercializadora.
- **(d) Holding & Pipeline:** Segment includes the structural expenses of the Company and other projects in the structuring and construction phase, such as the Híbrido and Jaíba V Projects.

Click here to download the data in Excel.

Intercompany Operations

Intercompany operations involving companies of the Auren group are essentially concentrated between the hydroelectric generation (largely at CESP Geradora) and wind power generation segments (plants in the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III complexes) with the Trading segment (Auren Comercializadora, ex 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 operations are eliminated (vide "Eliminations" column) in order to consolidate the results of Auren Energia.

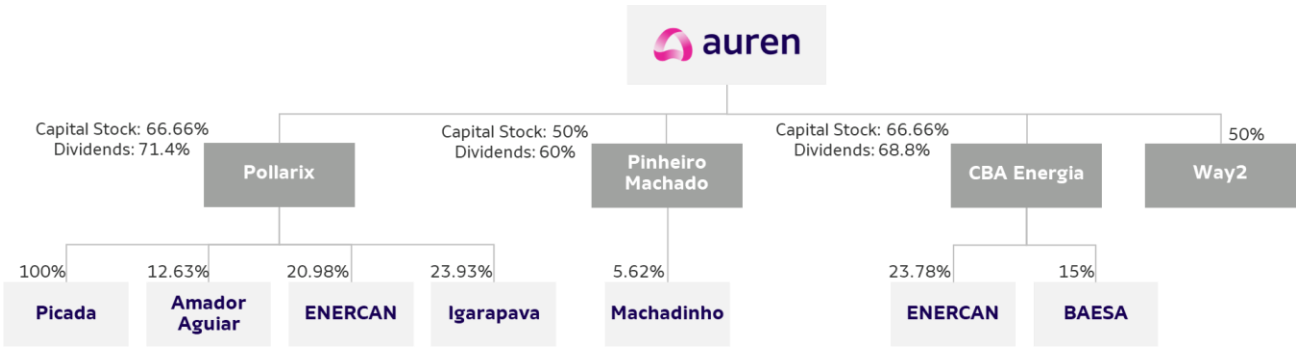
Note that the Company, after the conclusion of corporate restructuring, is going through several operational integration processes and so the corporate structure and intercompany transactions shown here may be revised. Auren will keep the market informed of these changes in a transparent manner to enable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

Equity Income

The results that are included in the Company's results through the equity method come from its indirect interest in hydroelectric assets and in Way2.

In addition to the intercompany operations mentioned in the previous section, th e eliminations shown in consolidated results include the results of each of the companies in which Auren holds interest and which are consolidated for the purposes of the financial statements, such as CESP, Auren Comercializadora (ex Votener), as well as 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 Auren Comercializadora's (ex Votener) interest in Way2 are not eliminated for accounting purposes as they do not meet the criteria for consolidating their interests.



Appendices

Segmented Income Statement and Adjusted EBITDA

▪ 2Q22

R$ million	Consolidated			Hydroeletric Generation			Wind Power Generation			Trading			Holding			Eliminations		
	2Q22	2Q21	Var. %	2Q22	2Q21	Var. %	2Q22	2Q21	Var. %	2Q22	2Q21	Var. %	2Q22	2Q21	Var. %	2Q22	2Q21	Var. %
Gross revenue	1.538,5	1.479,3	4,0%	471,7	406,2	16,1%	140,5	59,5	135,9%	1.097,4	1.101,0	-0,3%		-	-	(171,1)	(87,5)	95,6%
Net Revenue	**1.346,7**	**1.329,8**	**1,3%**	**409,8**	**353,4**	**16,0%**	**135,4**	**55,9**	**142,0%**	**956,7**	**999,8**	**-4,3%**		**-**	**-**	**(155,3)**	**(79,4)**	**95,6%**
Purchased energy costs	(873,4)	(965,7)	-9,6%	(114,9)	(82,4)	39,4%	(8,7)	(6,7)	30,5%	(905,1)	(956,0)	-5,3%		-	-	155,3	79,4	95,6%
Operating costs	(172,9)	(159,1)	8,7%	(116,7)	(106,6)	9,5%	(56,1)	(52,5)	6,9%	(0,1)	(0,0)	365,0%		-	-	-	-	-
Gross profit (loss)	**300,3**	**205,0**	**46,5%**	**178,3**	**164,4**	**8,4%**	**70,5**	**(3,3)**	**-2265,6%**	**51,5**	**43,8**	**17,6%**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Operating revenues (expenses)	(172,0)	(145,7)	18,1%	(59,9)	(13,5)	345,1%	(2,8)	(1,8)	55,4%	(44,2)	(83,3)	-46,9%	(65,0)	(47,1)	38,1%	-	-	-
Equity income	54,9	37,0	48,7%	62,0	25,0	148,2%	-	-	-	(0,9)	-	-	(14,4)	(74,2)	-80,6%	8,2	86,1	-90,5%
Financial result	(187,5)	(202,7)	-7,5%	(138,0)	(158,1)	-12,8%	(44,2)	(42,6)	3,6%	(12,4)	(2,5)	390,7%	7,0	0,5	1278,4%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and so	**(4,2)**	**(106,5)**	**-96,0%**	**42,4**	**17,8**	**137,7%**	**23,5**	**(47,7)**	**-149,3%**	**(5,9)**	**(42,0)**	**-85,9%**	**(72,4)**	**(120,7)**	**-40,0%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
Income tax and social contribution	(11,4)	23,0	-149,8%	4,7	1,0	375,3%	(13,1)	(3,3)	299,2%	(0,9)	14,1	-106,6%	11,5	11,2	3,4%	-	-	-
Net income (loss)	**(15,7)**	**(83,5)**	**-81,2%**	**47,1**	**18,8**	**150,2%**	**10,4**	**(51,0)**	**-120,4%**	**(6,8)**	**(27,9)**	**-75,5%**	**(60,9)**	**(109,6)**	**-44,5%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
				-	-		-	-		-	-		-	-		-	-	
Net income (loss) before income tax and so	**(4,2)**	**(106,5)**	**-96,0%**	**42,4**	**17,8**	**137,7%**	**23,5**	**(47,7)**	**-149,3%**	**(5,9)**	**(42,0)**	**-85,9%**	**(72,4)**	**(120,7)**	**-40,0%**	**8,2**	**86,1**	**-90,5%**
Equity income	(54,9)	(37,0)	48,7%	(62,0)	(25,0)	148,2%	-	-	-	0,9	-	-	14,4	74,2	-80,6%	(8,2)	(86,1)	-90,5%
Financial result	187,5	202,7	-7,5%	138,0	158,1	-12,8%	44,2	42,6	3,6%	12,4	2,5	390,7%	(7,0)	(0,5)	1278,4%	-	-	-
Depreciation and amortization	169,9	162,5	4,6%	104,3	97,4	7,1%	33,7	33,6	0,4%	0,4	0,9	-56,8%	31,5	30,6	2,8%	-	-	-
EBITDA	**298,2**	**221,8**	**34,4%**	**222,6**	**248,3**	**-10,4%**	**101,4**	**28,5**	**256,0%**	**7,7**	**(38,5)**	**-120,1%**	**(33,6)**	**(16,5)**	**103,6%**	**-**	**-**	**-**
Reversal of provision for litigation	33,5	(7,9)	-521,8%	33,5	(7,9)	-521,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Judicial deposits write-off	0,9	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividends and Interest On Equity received	91,7	34,4	166,6%	91,7	34,4	166,6%	-	-	-	-	-	-	-	234,8	-100,0%	-	(234,8)	-100,0%
Adjusted EBITDA	**424,3**	**248,3**	**70,9%**	**348,7**	**274,8**	**26,9%**	**101,4**	**28,5**	**256,0%**	**7,7**	**(38,5)**	**-120,1%**	**(33,6)**	**218,3**	**-115,4%**	**-**	**(234,8)**	**-100,0%**
Adjusted EBITDA Margin	*31,5%*	*18,7%*	*12,8p.p*	*85,1%*	*77,8%*	*7,3p.p*	*74,9%*	*50,9%*	*24,0p.p*	*73,4%*	*65,7%*	*7,7p.p*						

Non-audited proforma information.

1H22

R$ million																		
	1H22	1H21	Var. %	1H22	1H21	Var. %	1H22	1H21	Var. %	1H22	1H21	Var. %	1H22	1H21	Var. %	1H22	1H21	Var. %
Gross revenue	3.094,1	3.031,8	2,1%	968,9	869,6	11,4%	260,1	167,2	55,6%	2.234,5	2.206,2	1,3%	-	-	-	(369,5)	(211,1)	75,0%
Net Revenue	**2.730,8**	**2.725,4**	**0,2%**	**844,4**	**756,3**	**11,7%**	**249,8**	**158,6**	**57,6%**	**1.971,9**	**2.002,2**	**-1,5%**	**-**	**-**	**-**	**(335,3)**	**(191,6)**	**75,0%**
Purchased energy costs	(1.794,8)	(1.919,3)	-6,5%	(213,5)	(190,6)	12,0%	(19,2)	(15,0)	28,7%	(1.897,3)	(1.905,3)	-0,4%	-	-	-	335,3	191,6	75,0%
Operating costs	(343,5)	(315,7)	8,8%	(233,4)	(212,9)	9,6%	(110,0)	(102,8)	7,0%	(0,1)	(0,1)	73,0%	-	-	-	-	-	-
Gross profit (loss)	**592,6**	**490,3**	**20,9%**	**397,5**	**352,8**	**12,7%**	**120,6**	**40,8**	**195,4%**	**74,6**	**96,7**	**-22,9%**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Operating revenues (expenses)	(335,3)	(76,8)	336,3%	(131,3)	125,8	-204,3%	(4,4)	(3,7)	19,0%	(75,8)	(115,6)	-34,5%	(124)	(83)	48,7%	-	-	-
Equity income	95,5	89,8	6,3%	105,7	91,2	15,9%	-	-	-	(0,9)	-	-	(25)	(33)	-24,2%	15,6	31,5	-50,4%
Financial result	(353,9)	(413,8)	-14,5%	(286,8)	(326,2)	-12,1%	(86,9)	(84,6)	2,7%	(17,9)	(3,9)	355,5%	38	1	3780,6%	-	-	-
Net income (loss) before income tax and so	**(1,1)**	**89,6**	**-101,3%**	**85,1**	**243,6**	**-65,1%**	**29,2**	**(47,5)**	**-161,5%**	**(20,1)**	**(22,8)**	**-12,0%**	**(111)**	**(115)**	**-3,6%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
Income tax and social contribution	(22,9)	(38,1)	-40,0%	2,4	(56,1)	-104,3%	(23,0)	(7,0)	226,5%	3,8	6,7	-42,9%	10	18	-43,4%	-	-	-
Net income (loss)	**(24,0)**	**51,4**	**-146,7%**	**87,6**	**187,5**	**-53,3%**	**6,2**	**(54,6)**	**-111,4%**	**(16,2)**	**(16,1)**	**1,0%**	**(101)**	**(97)**	**3,9%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
				-	-		-	-		-	-		-	-		-	-	
Net income (loss) before income tax and so	**(1,1)**	**89,6**	**-101,3%**	**85,1**	**243,6**	**-65,1%**	**29,2**	**(47,5)**	**-161,5%**	**(20,1)**	**(22,8)**	**-12,0%**	**(111)**	**(115)**	**-3,6%**	**15,6**	**31,5**	**-50,4%**
Equity income	(95,5)	(89,8)	6,3%	(105,7)	(91,2)	15,9%	-	-	-	0,9	-	-	25	33	-24,2%	(15,6)	(31,5)	-50,4%
Financial result	353,9	413,8	-14,5%	286,8	326,2	-12,1%	86,9	84,6	2,7%	17,9	3,9	355,5%	(38)	(1)	3780,6%	-	-	-
Depreciation and amortization	343,2	325,4	5,5%	211,9	195,2	8,5%	67,3	67,1	0,3%	1,0	1,9	-44,8%	63	61	2,9%	-	-	-
EBITDA	**600,5**	**738,9**	**-18,7%**	**478,1**	**673,8**	**-29,0%**	**183,5**	**104,2**	**76,0%**	**(0,2)**	**(17,0)**	**-99,0%**	**(61)**	**(22)**	**175,0%**	**-**	**-**	**-**
Reversal of provision for litigation	78,9	(210,8)	-137,4%	78,9	(210,8)	-137,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Judicial deposits write-off	1,7	39,8	-95,7%	1,7	39,8	-95,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividends and Interest On Equity received	91,7	34,4	166,6%	91,7	34,4	166,6%	-	-	-	-	-	-	-	235	-100,0%	-	(234,8)	-100,0%
Adjusted EBITDA	**772,8**	**602,3**	**28,3%**	**650,4**	**537,2**	**21,1%**	**183,5**	**104,2**	**76,0%**	**(0,2)**	**(17,0)**	**-99,0%**	**(61)**	**213**	**-128,6%**	**-**	**(234,8)**	**-100,0%**
Adjusted EBITDA Margin	*56,7%*	*44,0%*	*12,7p.p*	*85,1%*	*77,8%*	*7,3p.p*	*73,4%*	*65,7%*	*7,7p.p*	*73,4%*	*65,7%*	*7,7p.p*						

Non-audited proforma information.

Indebtedness

	Gross Debt (R$ million)	Index	Spread	Amortization	Maturity
Ventos do Piauí I	**788.9**				
BNDES	655.5	TJLP	2.16%	16 years	Jun-34
1st Debenture	133.4	IPCA	5.47%	Spot	Jun-24
Ventos do Piauí II e III	**1,375.70**				
BNDES	1,375.70	IPCA	4.56%	22 years	Mar-45
Ventos do Araripe III	**1,120.50**				
Repass	447.9	TJLP	3.15%	12 years	Dec-29
BNDES	477.8	TJLP	2.49%	16 years	Jun-35
1st Debenture	194.8	IPCA	6.99%	14 years	Jul-32
Auren	**320.1**				
1st Debenture	320.1	CDI	1.48%	Spot	Dec-24
CESP	**2,132.20**				
11th Debenture	301.3	CDI	1.64%	7 years	Dec-25
12th Debenture	1,830.90	IPCA	4.30%	10 years	Aug-30
Total	**5,737.40**				

Ratings

	Agency	Rating	Outlook	Revision
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	BBB- | AAA (bra)	Negativ | Stable	mar/22
CESP – Corporativo	Standards & Poor's	BB- | br.AAA	Stable	may/21
CESP – 12ª Debênture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Negativ | Stable	jun/21
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	BB | AAA (bra)	Stable	mar/22
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	BB | AA (bra)	Stable	oct/21

Asset Portfolio

- **Assets in operation**

Asset[1]	Source	Installed Capacity[2] (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Indirect economic interest[3]
Porto Primavera	Hydro	1,540	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)[5]	Hydro	131.9	57.1	15.0%
Amador Aguiar I and II	Hydro	40.6	25.7	9.0%
Igarapava	Hydro	35.9	22.9	17.1%
Picada	Hydro	35.7	22.1	71.4%
Pinheiro Machado ("Machado")	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		**2,688.60**	**1,464.20**	

(1) Includes assets in which the Company has investments: CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado.
(2) Installed capacity proportional to indirect ownership interest held by the Company in the assets.
(3) Indirect economic ownership interest held by the Company in the assets. At the holding company level, Auren has a differentiated dividend stake (CBA Energia +10%; Pollarix +25%; Pinheiro Machado +50%).
(4) Holding CBA Energia
(5) Holding Pollarix.

Assets Under Construction

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Economic interest
Ventos do Piauí II and III	Wind	409.2	197	100%

Pipeline

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MWavg)	Economic interest
Sol do Piauí (Hybrid)	Solar	48.0	12.7	100%
Jaíba V	Solar	500.0	154.2	100%
Hélios	Solar	1,210	355.3	100%
Corumbá	Hydro	81.6	51.5	51.0%
Total		**1,876.30**	**573.7**	